

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Клепач Любов Євгеніївна

Гриф

Прим. № _____

УДК 621.314:657

ДИСЕРТАЦІЯ

Керування електроспоживанням за вартісним критерієм в MicroGrid

171 Електроніка

17 Електроніка та телекомунікації

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____Клепач Л.Є.

Науковий керівник:

Терещенко Тетяна Олександрівна доктор технічних наук, професор

Київ – 2020

АНОТАЦІЯ

Клепач Л.Є. Керування електроспоживанням за вартісним критерієм в MicroGrid. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії з галузі знань Електроніка та телекомунікації за спеціальністю 171 Електроніка. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2020.

Розвиток відновлюваної електроенергетики є одним з пріоритетів енергетичної політики України - це передбачає "Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2020 року". Переорієнтація принципів в енергетиці локальних об'єктів стала основою появи нової концепції MicroGrid. Це концепція повністю інтегрованої, саморегулюючої і самовідновлювальної електроенергетичної системи, що має мережеву топологію і включає в себе генеруючі джерела, розподільні мережі і споживачів електричної енергії, що керуються єдиною інформаційною системою в режимі реального часу.

Концепція енергетичної системи, побудованої на принципах MicroGrid, полягає у тому, що вона передає не тільки енергію, але й інформацію. У цьому випадку споживач, крім енергії, отримує ряд можливостей про взаємодію з енергосистемою, зокрема може більш гнучко вибирати тарифи, планувати енергоспоживання і, як наслідок, знижувати витрати на електроенергію. Тому MicroGrid є зручною платформою для відпрацювання та реалізації передачі електроенергії. Електрична енергія від відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) генерується, споживається і має власну вартість в залежності від типу джерела, якості енергії і особливості потоків енергії циркуляції в електротехнічних системах і комплексів - від приватного домогосподарства до MicroGrid, Smart Grid, енергетичної установки і великої генеруючої станції. Таким чином, електрична енергія може розглядатися як товар на ринку. І, як для будь-якого виду товару, необхідно розглянути три аспекти товару: законодавчу базу, економічну доцільність та технічну реалізацію передачі електроенергії. Саме тому розгляд різних взаємопов'язаних аспектів передачі електроенергії є досить актуальним завданням.

Систему електроживлення мережі MicroGrid можна розглядати як ринковий майданчик, в межах якого здійснюється перерозподіл потоків електроенергії. По відношенню до зовнішньої мережі живлення MicroGrid виступає єдиним блоком, що споживає електроенергію, а за наявності ВДЕ – генерує надлишок електроенергії у мережу, якщо така можливість передбачена технічно та організаційно. Як і інший товар електроенергія характеризується економічними, правовими та технічними аспектами свого функціонування. Правові аспекти описують регулювання ринку енергетики в Україні нормативними документами. Економічні аспекти містять економічні моделі навантажень та генераторів, а також методи ціноутворення електроенергії. Технічні аспекти регламентують схемну реалізацію здійснення можливості під'єднання альтернативних джерел до загальної мережі із забезпеченням заданої якості електроенергії та надійності постачання.

Впровадження принципів MicroGrid неможливе без використання пристроїв силової електроніки. Застосування даних пристроїв в інтелектуальних мережах є досить широким і охоплює системи розподіленої генерації, що об'єднують мережевою структурою генеруючі установки з відновлюваними джерелами електроенергії, накопичувачі енергії та споживачів. Однією з основних вимог при локальному впровадженні перетворювальних систем в інтелектуальні мережі є підвищення енергоефективності системи електропостачання.

Розглянуто два варіанта MicroGrid: з мережею та без мережі. «Island» MicroGrid являють собою автономні системи електроживлення, між собою традиційною комунальною мережею. Згідно з нещодавно опублікованими результатами досліджень за програмою Microgrid Deployment Tracker 2Q19, проведеними компанією Navigant Research, в цю категорію потрапляє близько 41% всього світового ринку Microgrid. Системи типу айленд широко розповсюджені в промислово розвинених країнах, що часто зазнають впливу стихійного лиха, мають пересічений ландшафт або острівне розташування, що ускладнює застосування традиційних рішень з енергопостачання. Для таких систем MicroGrid з альтернативними та відновлювальними джерелами енергії особливо актуальним є пошук шляхів підвищення вартісної та економічної ефективності використання

енергоресурсів із одночасним збереженням необхідних параметрів якості електричної енергії.

Керування складовими елементами MicroGrid – генераторами та навантаженнями – має здійснюватися відповідно до поставленої екстремальної задачі із заданим вартісним критерієм ефективності з урахуванням обмежень. При цьому попередньо необхідно вирішити задачі прогнозування споживання та генерації енергії та визначити локальні «умовні» тарифи на електроенергію від ВДЕ (сонячних панелей, вітрогенераторів, тощо) для забезпечення внутрішнього балансу вартісних показників айленд-систем. Вихідними даними для алгоритмів керування MicroGrid, крім кількості генераторів, навантажень та характеристик їх режимів, є прогноз споживання/генерації на певний період (наприклад, добу) та вартість електроенергії (статична або динамічна). Зазначимо, що прогнозні дані постійно коригуються у відповідності з виміряними у реальному часі значеннями.

При побудові алгоритмів керування режимами навантажень та генераторів, які забезпечують максимізацію однієї з заданих величин (наприклад, потужності чи прибутку) або мінімізацію (наприклад, витрат) з урахуванням обмежень, використовуються математичні методи знаходження умовного локального екстремуму. Найпопулярнішими з них є: метод золотого перерізу, метод Ньютона (надалі розвинутий у метод хорд), метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа, симплекс-метод. Для вирішення задачі максимізації обрано метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа, який дає точний розв'язок та працює з виразами будь-якого порядку. Він дозволяє звести задачу на відшукування умовного екстремуму (екстремуму при заданих умовах) до задачі на знаходження безумовного екстремуму.

Системи керування в MicroGrid являють собою інформаційно-управляючі системи, що забезпечують координоване управління розподіленими енергоресурсами, засобами управління режимом і конфігурацією мережі, а також локальними комплексами управління навантаженням. Такі системи можуть встановлюватись як централізовано (на сервері з можливістю резервування) і в диспетчерському пункті та забезпечує централізований варіант керування), так і

локально (локальний контролер встановлюється на одному або декількох контролерах, близько до місць установки силового обладнання, із забезпеченням можливості дистанційного моніторингу).

Оскільки елементи системи MicroGrid як правило рознесені у просторі, має сенс використовувати для їх зв'язку бездротові технології. Обрано ZigBee технологію.

У загальному випадку система керування MicroGrid за має вигляд ієрархічної структури, де кожен рівень описує стан системи на певному абстрактному рівні обробки даних. Дані рівні доповнюють один одного, чим забезпечується їх несуперечливість. Формалізація даних дає можливість мінімізувати обсяг обчислень, необхідних для формування керуючих впливів, і здійснити декомпозицію керування по різних рівнях ієрархії.

Ефективність роботи систем керування с вартісним критерієм залежить від якості вихідної напруги, тому актуальною є задача підтримки її параметрів у заданому діапазоні та забезпечення роботи перетворювачів у відповідності до вимог щодо вихідного спектра напруги та обмеження рівня гармонік.

Отже, системи з ВДЕ потребують розробки методів підвищення ефективності витрат енергоресурсів із збереженням необхідних параметрів якості електричної енергії. Тому актуальною є задача розробки методів керування елементами MicroGrid (генераторами та навантаженнями).

І тому, розробка способів та систем керування електроспоживання за вартісним критерієм в MicroGrid, які забезпечують ефективне використання наявної енергії та мінімізують ціну на дану електроенергію, є актуальною науково-прикладною проблемою, яка визначила напрям дисертаційного дослідження.

Дисертація присвячена розробці системи керування електроспоживанням в MicroGrid, а саме прогнозуванню споживання та генерації електроенергії, визначення умов локального балансу вартісних показників та оптимізації Лагранжа для сформованих математичних рівнянь максимізації прибутку системи в MicroGrid, а також оптимізації за критеріями мінімізації витрат на дану електроенергію. Це

дозволяє використовувати енергію більш ефективно, а також зменшити витрати на електроенергію для споживача.

Ключові слова: MicroGrid, керування електроспоживанням, вартісний критерій, прогнозування споживання та генерації електроенергії, THD, багаторівневий інвертор.

Список публікацій:

За результатами досліджень опубліковано 17 наукових праць, у тому числі 7 статей у наукових фахових виданнях, 1 патент України, 5 статей у виданнях, які включені до міжнародних наукових баз (Scopus), 1 стаття у міжнародному виданні, 3 тез доповідей в збірниках матеріалів конференцій.

1. Tereshchenko T. Multilevel inverter topology and control signals definition based on orthogonal spectral transformations // Tereshchenko T., Yamnenko Y., Kuzin D., Klepach L. // Tekhnichna elektrodynamika No 4, 2018 – P. 57-60. *(Здобувачем наведено узагальнений порядок синтезу напруги з амплітудно-імпульсною модуляцією і обґрунтований вибір кількості інверторних модулів).*

2. Терещенко Т.О. Аспекти передачі електроенергії в MicroGrid/ Т. О. Терещенко, Ю.С. Ямненко, Л.Є.Клепач // Електроніка та зв'язок. – 2016/ - т.21– №6. – С.61–66. *(Здобувачем розроблений економічний аспект віртуального ринку електроенергії)*

3. Ямненко Ю.С. Статична та динамічна тарифікація електроенергії автономних MicroGrid / Ямненко Ю. С., Жуйков В. Я., Бойко І. Ю., Клепач Л.Є. // Вісник ЖДТУ, №3 (78). – 2016. *(Здобувачем запропоновано статичні та динамічні моделі для розрахунку ціни на електроенергію в MicroGrid)*

4. Терещенко Т.О., Ямненко Ю.С., Кузін Д.В., Клепач Л.Є. Формування вихідної напруги багаторівневого каскадного інвертора із застосуванням функцій в полях галуа, Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №1 2018 с. 21-26. *(Здобувачем розраховано THD для різної кількості комірок при використанні перетворення ОБ та узагальненого ОБ)*

5. Ямненко Ю.С., Терещенко Т.О., Хохлов Ю.В., Бучек П. І., Клепач Л.Є. Узагальнене перетворення дискретних функцій в обертовій системі координат для застосування в системах зв'язку з CDMA Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №2 2018 с. 98-102. *(Здобувачем запропоновано вибір вейвлет-перетворення на орієнтованій основі з метою збільшення швидкості обробки даних і рівня стиснення в порівнянні з іншими вейвлетами)*

6. Ямненко Ю.С., Терещенко Т.О., Клепач Л.Є., Лайкова Л.Г., Палій Д.М. Огляд основних моделей прогнозування енергоспоживання в MicroGrid, Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №4 2018 с. 98-102. *(Здобувачем розроблена класифікацію методів та моделей прогнозування електроспоживання)*

7. Т.О.Терещенко, Ю.С.Ямненко, Л.Є.Клепач, П.І.Бучек Прогнозування електроспоживання в SMART GRIDS, Збірник Наукових праць Донецького національного технічного університету. Серія: «Обчислювальна техніка та автоматизація». – Покровськ, 2018. – Випуск 1 (31). *(Здобувачем запропоновано структурну схему процесу прогностного керування)*

8. Спосіб формування багаторівневої напруги у вторинній обмотці трансформатора: пат. 126117 Україна: МПК (2006) H02M 7/00 № u201712401; заявл. 14.12.2017; опубл. 11.06.2018, бюл. № 11. *(Здобувачем розраховано THD для різної кількості комірок при використанні перетворення ОБ та узагальненого ОБ)*

9. Tereschenko T. Aspects of Virtual Market of Electrical Energy / Tereschenko T., Yamnenko J., Peterheria V., Klepach L. // 6th International Conference on Modern Electric Power Systems. – 2015. *(Здобувачем розроблений економічний аспект віртуального ринку електроенергії)*

10. Tereschenko T. Technical Realization of energy transferring in MicroGrid / Tereschenko T., Yamnenko J., Klepach L. // 2nd IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems.- K., 2016 – pp.90-93. *(Здобувачем розглянуто переваги та недоліки різних схем реалізації (DC, AC або гібридними) та розроблені рекомендації в залежності від особливостей споживання та архітектури системи)*

11. Tereschenko T., Yamnenko J., Larin D., Klepach L. Express Diagnostics of Cardiovascular System by Spectral Methods - 14th International Conference The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM'2017). PROCEEDINGS. – 2017. – P. 445–447. *(Здобувачем запропоновано використання ОБ-перетворення для експрес – діагностики серцево – судинної системи)*

12. Yamnenko J., Tereshchenko T., Klepach L., Palii D. Forecasting of electricity consumption in SmartGrid - International Conference Modern Electrical and Energy Systems MEES'17 Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University November 15-17 – 2017. *(Здобувачем запропоновано вибір вейвлет-перетворення на орієнтованій основі з метою збільшення швидкості обробки даних і рівня стиснення в порівнянні з іншими вейвлетами)*

13. Static and Dynamic Tariffing Electric Power Autonomous Microgrid / V. Zhuikov, J.Yamnenko, T. Tereschenko, L. Klepach, I. Boiko// Journal of Present Problems of Power System Control, Scientific Papers of the Department of Electrical Power Engineering of Wroclaw University of Technology, ISSN 2084-2201, No. 7, 2016, p. 29-41. *(Здобувачем запропоновано статичні та динамічні моделі для розрахунку ціни на електроенергію в MicroGrid)*

14. Клепач Л.Є. Техніко-економічні показники вироблення та споживання електроенергії в системі Мікрогрід/ Клепач Л.Є. // VII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2014», Збірник статей. –К., 2015. – С. 227-231.

15. Клепач Л.Є. Керування електроспоживанням за техніко-економічними показниками/ Клепач Л.Є. // VIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2015», Збірник статей. – К., 2015. – С. 227–231.

16. Клепач Л.Є. Соціальне значення проблеми тарифікації електроенергії в microgrid XX Всеукраїнська науково-практична конференція студентів та аспірантів «Дні Науки» «Людина у вимірах сучасних суспільних трансформацій». ЗБІРНИК МАТЕРІАЛІВ. – К., 2017. – С.19-20.

17. Ларін Д. А., Клепач Л.Є. Спектральні методи обробки біомедичних сигналів стану серцево судинної системи/ Ларін Д. А., Клепач Л.Є. // X Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2017», Збірник статей. – К., 2017. – С. 108-111. (*Здобувачем запропоновано використання ОБ-перетворення для експрес – діагностики серцево – судинної системи*)

SUMMARY

Klepach L. Managing power consumption on cost criteria in MicroGrid. - Qualifying scientific work, the manuscript.

PhD thesis in the field of knowledge 17 Electronics and Telecommunications in specialty 171 Electronics. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2020.

The development of renewable electricity is one of the priorities of Ukraine's energy policy - it is envisaged by the "National Renewable Energy Action Plan for 2020". The reorientation of local energy principles has become the basis for the emergence of the new MicroGrid concept. It is a concept of a fully integrated, self-regulating and self-renewing electricity system that has a network topology and includes generating sources, distribution networks, and consumers of electricity managed by a single, real-time information system.

The concept of an energy system based on the principles of MicroGrid is that it transmits not only energy but also information. In this case, the consumer, in addition to energy, gets a number of opportunities to interact with the energy system, in particular, can more flexibly choose tariffs, plan energy consumption and, consequently, reduce electricity costs. Therefore, MicroGrid is a convenient platform for testing and implementation of electricity transmission. Electricity from renewable energy sources (RES) is generated, consumed and has its own cost depending on the type of source, energy quality and features of circulating energy flows in electrical systems and complexes - from private household to MicroGrid, Smart Grid, power plant and large generating plant . Thus, electricity can be considered as a commodity in the market. And, as for any type of product, it is necessary to consider three aspects of the product: the legal framework, economic feasibility and technical implementation of electricity transmission.

That is why consideration of various interrelated aspects of electricity transmission is a very important task.

The MicroGrid power supply system can be considered as a marketplace within which the redistribution of electricity flows is carried out. In relation to the external power supply, MicroGrid is the only unit that consumes electricity, and in the presence of RES - generates excess electricity to the grid, if such a possibility is provided technically and organizationally. Like other goods, electricity is characterized by economic, legal and technical aspects of its operation. Legal aspects describe the regulation of the energy market in Ukraine by regulations. Economic aspects include economic models of loads and generators, as well as methods of electricity pricing. The technical aspects regulate the circuit implementation of the possibility of connecting alternative sources to the general network with the provision of a given quality of electricity and security of supply.

It is impossible to implement MicroGrid without the use of power electronics devices. The use of these devices in smart grids is quite wide and covers distributed generation systems that integrate grid structures with renewable energy sources, energy stores and consumers. One of the main requirements for the local implementation of conversion systems in smart grids is to increase the energy efficiency of the electricity supply system.

Two variants of MicroGrid are considered: with a network and without a network. "Island" MicroGrid are autonomous power supply systems, among themselves a traditional utility network. According to a recent study by Microgrid Deployment Tracker 2Q19 conducted by Navigant Research, this category includes about 41% of the global Microgrid market. Island-type systems are widespread in industrialized countries, which are often affected by natural disasters, have a rugged landscape or island location, which complicates the application of traditional energy solutions. For such MicroGrid systems with alternative and renewable energy sources, it is especially important to find ways to increase the cost and cost-effectiveness of energy use while maintaining the necessary parameters of electricity quality.

Management of MicroGrid components - generators and loads - must be carried out in accordance with the set extreme task with a given cost criterion of efficiency, taking

into account the limitations. At the same time, it is necessary to solve the problems of forecasting energy consumption and generation and determine local "conditional" tariffs for electricity from RES (solar panels, wind turbines, etc.) to ensure the internal balance of cost indicators of island systems. The initial data for MicroGrid control algorithms, in addition to the number of generators, loads and characteristics of their modes, are the forecast of consumption / generation for a certain period (eg, day) and the cost of electricity (static or dynamic). Note that the forecast data is constantly adjusted in accordance with the values measured in real time.

When constructing load control modes and generators that maximize one of the specified values (eg, power or profit) or minimize (eg, costs) subject to constraints, mathematical methods are used to find the conditional local extremum. The most popular of them are: the golden section method, Newton's method (further developed into the chord method), the method of indeterminate Lagrange coefficients, the simplex method. To solve the maximization problem, the method of indefinite Lagrange coefficients is chosen, which gives an exact solution and works with expressions of any order. It allows you to reduce the problem of finding a conditional extremum (extremum under given conditions) to the problem of finding an unconditional extremum.

Control systems in MicroGrid are information and control systems that provide coordinated management of distributed energy resources, means of controlling the mode and configuration of the network, as well as local load management systems. Such systems can be installed both centrally (on a server with the possibility of redundancy) and in the control room and provides a centralized control option) and locally (local controller is installed on one or more controllers, close to the installation of power equipment, with remote monitoring) .

Because the elements of the MicroGrid system are usually spaced apart, it makes sense to use wireless technology to connect them. ZigBee technology selected.

In the general case, the MicroGrid control system has the form of a hierarchical structure, where each level describes the state of the system at a certain abstract level of data processing. These levels complement each other, which ensures their consistency. Formalization of data makes it possible to minimize the amount of computation required

for the formation of control effects, and to carry out the decomposition of control at different levels of the hierarchy.

The efficiency of control systems with a cost criterion depends on the quality of the output voltage, so it is important to maintain its parameters in a given range and ensure the operation of the converters in accordance with the requirements for the output voltage spectrum and limit the level of harmonics.

Therefore, RES systems require the development of methods to increase energy efficiency while maintaining the necessary parameters of electricity quality. Therefore, the task of developing methods for managing MicroGrid elements (generators and loads) is urgent.

Therefore, the development of methods and control systems for electricity consumption according to the cost criterion in MicroGrid, which ensure efficient use of available energy and minimize the price of this electricity, is an urgent scientific and applied problem that has determined the direction of the dissertation research.

The dissertation is devoted to the development of power management system in MicroGrid, namely forecasting of consumption and generation of electricity, determination of conditions of local balance of cost indicators and Lagrange optimization for formed mathematical equations of maximization of system profit in MicroGrid, and also optimization on criteria of minimization of expenses for this electricity. This allows you to use energy more efficiently, as well as reduce energy costs for the consumer.

Key words: MicroGrid, managing power, cost criteria, power consumption forecasting and generation, THD, multi-level inverter.

List of main publications of the applicant:

According to the results of research, 17 scientific works were published, including 7 articles in scientific professional publications, 1 patent of Ukraine, 5 articles in publications included in international scientific bases (Scopus), 1 article in international publication, 3 abstracts in conference proceedings.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	16
ВСТУП.....	17
РОЗДІЛ 1. КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ В MICROGRID.....	24
1.1. Задачі керування електроспоживанням в MicroGrid.....	24
1.2. Прогнозне керування об'єктами MicroGrid	30
1.3. Методи керування навантаженнями та генераторами в MicroGrid.....	32
1.4. Вибір критерію ефективності генерації та споживання електроенергії в MicroGrid.....	37
1.4.1. Модель загальної рівноваги	37
1.4.2. Аспекти балансуєчого ринку електроенергії.....	39
1.5. Постановка задачі	42
РОЗДІЛ 2. ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ТА ГЕНЕРАЦІЇ В MICROGRID З АЛЬТЕРНАТИВНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ	44
2.1. Методи та моделі прогнозування енергоспоживання в MicroGrid.....	44
2.1.1. Наївні моделі	48
2.1.2. Моделі усереднення.....	48
2.1.3. Регресійні моделі.....	48
2.1.4. Авторегресійні моделі	49
2.2. Прогнозування електроспоживання на базі нейронних мереж.....	51
2.3. Попередня обробка часового ряду функції енергоспоживання (генерації).....	52
2.3.1. Обробка часового ряду даних на інтервалах, кратних інтервалу визначення вейвлетів.....	52
2.3.1. Узгодження інтервалів обробки часового ряду з добовими інтервалами... 55	55
2.4. Порівняння точності прогнозування моделей енергоспоживання/ генерації... 63	63
Висновки до другого розділу	65
РОЗДІЛ 3. УМОВНІ ТАРИФИ НА БАЛАНСУЮЧОМУ РИНКУ MICROGRID.....	66
3.1. Визначення тарифів на електроенергію «Island» MicroGrid	66
3.1.1. Загальна методика оцінки техніко-економічних показників	66
3.1.2. Техніко-економічні показники на основі фотобатарей.....	69

3.1.3. Техніко-економічні показники ВДЕ на основі вітрогенератора	75
3.1.4. Техніко-економічні показники на основі мікротурбіни	79
3.1.5. Техніко-економічні показники системи електроживлення на основі дизель-генератора	80
3.1.6. Порівняльний аналіз техніко-економічних показників для різних типів джерел.....	81
3.2 Вироблення рекомендацій та алгоритму по встановленню тарифів та обсягів збуту на балансуєчому ринку MicroGrid	82
Висновки до третього розділу.....	85
РОЗДІЛ 4. КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ ЗА ВАРТІСНИМИ КРИТЕРІЯМИ НА БАЗІ ПРОГНОЗУ	86
4.1. Системи керування в MicroGrid	86
4.2. Постановка задачі керування за вартісним критерієм	90
4.3. Керування MicroGrid за критерієм мінімізації витрат	93
4.3.1. Джерела та змінні навантажень розумного будинку	93
4.3.2. Метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа	94
4.4. Керування за вартісним критерієм для різних конфігурацій MicroGrid	95
4.4.1. Максимізація прибутку від ВДЕ в автономних системах	95
4.4.2. Мінімізація витрат на енергоспоживання для споживача	99
4.4.3. Мінімізація вартісних витрат на енергоспоживання при усуненні пікових навантажень та забезпеченні заданого добового електроспоживання.....	101
4.4.4. Мінімізація вартісних витрат на енергоспоживання та максимізація прибутку від ВДЕ	102
4.4.5. Приклад реалізації керування за вартісним критерієм для мінімізації витрат енергоспоживання з урахуванням тарифів	104
4.5. Вплив параметрів якості перетворювачів на прибуток від ВДЕ	114
Висновки до четвертого розділу	117
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ПРОГНОЗНО-ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ	118
5.1. Типові структури MicroGrid. Передача енергії та інформації.....	118
5.1.1. Передача енергії в DC-мережі	119
5.1.2. Передача енергії в AC мережі.....	121

5.1.3. Передача інформації в Microgrid	123
5.2. Система прогнозно-оптимального керування електроспоживанням та генерацією	126
5.2.1. Узагальнена структура ієрархічної системи прогнозно-оптимального керування	126
5.2.2 Реалізація системи керування електроспоживанням та генерацією за вартісними критеріями	127
5.3. Електроживлення навантажень змінного струму на базі багаторівневого інвертора.....	133
Висновки до п'ятого розділу	136
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	137
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	139
Додаток А. Методи оптимізації	149
Додаток Б. Моделі часових рядів	154
Додаток В. Реалізація нейронної мережі	157
Додаток Г. Розробка принципової схеми СК другого рівня.....	164
Додаток Д. Акти впровадження.....	174
Додаток Е. Список публікацій	175

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ	—	акумуляторна батарея
АД	—	адміністратор ринку
БРІ	—	багаторівневі інвертори
В	—	випрямлячі
ВГ	—	вітрогенератори
ВДЕ	—	відновлювальні джерела енергії
І	—	інвертор
К	—	компенсатор
КНС	—	коефіцієнт нелінійних спотворень
ККД	—	коефіцієнт корисної дії
Н	—	навантаження
НКЛ	—	невизначені коефіцієнти Лагранжа
П	—	перетворювачі
РЕР	—	розподілені енергетичні ресурси
СБ	—	сонячні батарея
СК	—	система керування
АС		Alternating Current
ANN	—	Artificial Neural Networks
DC	—	Direct Current
MLI	—	multilevel inverters
THD	—	total harmonic distortion

ВСТУП

Розвиток відновлюваної електроенергетики є одним з пріоритетів енергетичної політики України. Це передбачає "Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2020 року" [1].

Актуальність теми. Переорієнтація принципів в енергетиці стала основою для появи нової концепції для локальних об'єктів MicroGrid. Дана концепція повністю інтегрована, саморегулююча і самовідновлювальна електроенергетична система, яка має мережеву структуру і включає у себе відновлювальні джерела електроенергії, розподільні мережі і споживачів електроенергії, що керуються об'єднаною інформаційною системою в on-line режимі.

Впровадження принципів MicroGrid неможливе без використання пристроїв силової електроніки. Застосування даних пристроїв в інтелектуальних мережах є досить широким і охоплює системи розподіленої генерації (Distributed Power), що об'єднують мережевою структурою генеруючі установки з відновлюваними джерелами електроенергії (ВДЕ), накопичувачі енергії та споживачів. Однією з основних вимог при локальному впровадженні перетворювальних систем в інтелектуальні мережі є підвищення енергоефективності системи електропостачання.

Для забезпечення максимального прибутку від використання такої системи вибір всіх складових MicroGrid повинен здійснюватися на етапі планування на основі вартісного критерію, який дозволить обрати оптимальний варіант з точки зору загального прибутку від його використання. Важливим фактором для максимізації прибутку від функціонування системи гарантованого електроживлення є алгоритми та принципи побудови систем керування перетворювачами навантажень та генераторів.

Системи MicroGrid потребують розробки методів підвищення ефективності витрат енергоресурсів із збереженням необхідних параметрів якості електричної

енергії. Тому актуальною є задача розробки методів керування елементами MicroGrid (генераторами та навантаженнями).

Питаннями розробки алгоритмів керування автономними системами електроспоживання і підвищення енергоефективності систем електропостачання внесли вчені: вітчизняні вчені Денисов О.І., Жуйков В.Я., Денисюк С.П., Стогній Б.С., Кириленко О.В., Сокол Є.І., Кудря С.О., Липківський К.О., Волкова І.О.; закордонні вчені Ackermann T., Andersson G., Aredes M.F., Blaabjerg F., Barrero F., Dopenbrock M., Holmes D.G., Holts J., Lai J., Kim H., Lipo T., Peng F., Van der Broek H.W., Venturini M., Watanabe E.H. та інші.. Задача керування споживачами енергосистем за допомогою інформаційно-інтелектуальних систем вирішував Парус Є.В. [2]. У роботі Кобріна П.П. [3] реалізоване прогнозування графіків зміни навантаження таких систем. Найбільш близьке рішення задачі побудови циклограм представлено у роботі Ямненко Ю.С. [4] і застосовано для керування електроспоживанням наземних локальних об'єктів з урахуванням вартісних критеріїв оптимізації. У роботі Yang Hong «Optimal Power Allocation for Multiple Beam Satellite Systems» [5] описано методи оптимального розподілу електроенергії та трафіку між декількома передавачами.

Отже, розробка способів та систем керування електроспоживання за вартісним критерієм в MicroGrid, які забезпечують ефективне використання наявної енергії та мінімізують ціну на дану електроенергію, є актуальною науково-прикладною проблемою, яка визначила напрям дисертаційного дослідження.

Дисертація присвячена розробці системи керування електроспоживанням в MicroGrid, а саме розробці методів формування множини вихідних даних, вибору способів розв'язку сформованих математичних рівнянь максимізації запасу енергії системи в MicroGrid, а також оптимізації за критеріями максимізації запасу енергії або мінімізації ціни на дану електроенергію. Це дозволяє використовувати енергію більш ефективно, а також зменшити ціну на електроенергію для споживача.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана на кафедрі промислової електроніки КПІ ім. Ігоря Сікорського в

рамках програми Міністерства освіти і науки України, за наступними пріоритетними напрямками розвитку науки і техніки:

1) Новітні технології та ресурсозберігаючі технології в енергетиці, промисловості та агропромисловому комплекс, НДР «Розробка наукових засад побудови багаторівневих інверторів напруг для альтернативних джерел живлення в системі Smart Grid» № ДР 0112U001536 (2011 - 2014 pp)

2) Фундаментальні наукові дослідження з найбільш важливих проблем розвитку науково-технічного, соціально-економічного, суспільно-політичного, людського потенціалу для забезпечення конкурентоспроможності України у світі та сталого розвитку суспільства і держави: НДР «Теоретичні засади обробки дискретних функцій з модульним аргументом та використання їх для моніторингу біотелеметричних показників людини в надзвичайних ситуаціях», № ДР 0115U000352 (2015 - 2017 pp)

3) Інформаційні та комунікаційні технології: НДР «Гетерогенна мережа збору, передачі та обробки інформації для системи розподіленої генерації MicroGrid» № ДР 0119U001184 (2019 - 2021 pp)

У перерахованих науково-дослідних роботах автором зроблено розроблені теоретичні основи керування перетворювачами електротехнічних об'єктів MicroGrid.

Мета і задачі наукового дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка нових підходів до керування електроспоживанням MicroGrid за вартісним критерієм на базі розроблених методів прогнозування споживання та генерації електроенергії та розрахунку статичної та динамічної ціни на електроенергію.

Поставлена мета потребує вирішення наступних **наукових задач**:

- прогнозування енергоспоживання та генерації, в тому числі і визначення часу пікового споживання;
- визначення і обґрунтування ціни на електроенергію від ВДЕ;
- вирішення оптимізаційних задач, що дозволяють реалізувати керування за вартісними критеріями для різних конфігурацій MicroGrid;

- розробка алгоритмів керування навантаженнями і генераторами за вартісними критеріями з урахуванням прогнозу споживання/генерації та цін на електроенергію;
- реалізація систем та розроблених алгоритмів керування електроспоживанням та генерацією в MicroGrid.

Об'єктом дослідження є процес керування генерацією та електроспоживанням в MicroGrid.

Предметом дослідження є особливості керування об'єктами MicroGrid на базі прогнозів із вирішенням задачі оптимізації споживання/генерації електроенергії.

Інформаційною основою для дослідження є наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених з проблем використання енергії та ресурсу в MicroGrid, статті, монографічні джерела, в яких вивчалась дана проблематика, інтернет-джерела та електронні публікації.

Наукова новизна отриманих результатів:

- отримала подальший розвиток теорія вейвлет перетворення - розроблено вейвлет-перетворення на базі узагальненого ОБ перетворення з 6 фільтрами. Нове перетворення оперує з інтервалами, кратними добі, що дає можливість узгодити моменти порівняння прогнозних даних з даними об'єднаної енергетичної системи України;
- розроблено спосіб фільтрації нестационарної складової за допомогою вейвлет-перетворення, що дозволило зменшити кількість входів нейронної мережі при забезпеченні заданого коефіцієнту схожості вихідної та відфільтрованої функцій енергоспоживання;
- адаптовано метод Лагранжа для мінімізації грошових витрат на основі прогнозування подового споживання з можливістю корегування кожну годину для різних типів Microgrid;
- розроблено спосіб формування напруги багаторівневого інвертора для узгодження мереж DC/AC в MicroGrid, який забезпечує зменшення рівня гармонічного спотворення вихідної напруги у порівнянні з традиційними схемами.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому:

1) розроблена стратегія керування об'єктами MicroGrid типу будівель і будинків за вартісним критерієм дозволила вирішити наступні задачі

- Максимізації прибутку від ВДЕ в автономних системах
- Мінімізації витрат енергоспоживання
- Мінімізації витрат енергоспоживання при усунення пікових навантажень та забезпеченню заданого добового енергоспоживання
- Мінімізації витрат енергоспоживання та максимізації прибутку від ВДЕ

Це дало можливість за рахунок керування навантаженнями та генераторами отримати грошовий виграш в межах 10-40%, а також усунути пікові навантаження енергоспоживання MicroGrid

2) розроблені методики розрахунку статичної та динамічної ціни на електроенергію ВДЕ дозволили більш точно оцінити ефективність роботи систем MicroGrid, Зокрема розроблена електро - вартісна модель ізольованої енергогенеруючої системи з паливним елементом та дизель-генератора дозволила визначити залежність ціни на електроенергію від потужності.

3) запропонована методика DOS - EUP планування роботи, керування навантаженнями споживача з поєднанням методів заохочення споживачів з TOU дозволила для постачальника електроенергії зменшити кількість генераторів для покриття пікового періоду попиту, а для кінцевого споживача - знизити споживання електроенергії.

4) розроблена мікропроцесорна система пристрою обліку споживання електроенергії MicroGrid, що реалізує розроблені алгоритми керування за вартісним критерієм

Одержані результати знайшли практичне впровадження в ПП «Торнадо-О» (м. Харків)», акт впровадження від „20” лютого 2019р.; в ТОВ «ІТЛ», (м. Харків) акт впровадження від „20” лютого 2019р. Теоретичні і практичні результати роботи впроваджені в навчальний процес Національного технічного університету України "КПІ ім. Ігоря Сікорського", акт впровадження № 23-10/1 від „23” жовтня 2019р.

Особистий внесок здобувача. Всі результати та висновки, що становлять основний зміст дисертації, отримані автором особисто. Роботи [6-8] написані автором самостійно. У роботах, опублікованих автором у співавторстві, особисто здобувачеві належить: в [9-10] – розроблений економічний аспект віртуального ринку електроенергії; в [11-12] – запропоновано статичні та динамічні моделі для розрахунку ціни на електроенергію в MicroGrid; в [13] – розглянуто переваги та недоліки різних схем реалізації (DC, AC або гібридними) та розроблені рекомендації в залежності від особливостей споживання та архітектури системи; в [14-15] – запропоновано використання ОБ-перетворення для експрес – діагностики серцево – судинної системи; в [16] – розроблено класифікацію методів та моделей прогнозування електроспоживання; [17] - запропоновано вибір вейвлет-перетворення на орієнтованій основі з метою збільшення швидкості обробки даних і рівня стиснення в порівнянні з іншими вейвлетами; в [18] – запропоновано структурну схему процесу прогнозного керування; в [19] – наведено узагальнений порядок синтезу напруги з амплітудно-імпульсною модуляцією і обґрунтований вибір кількості інверторних модулів; в [20] – розраховано THD для різної кількості комірок при використанні перетворення ОБ та узагальненого ОБ; в [21] – запропоновано вибір вейвлет-перетворення на орієнтованій основі з метою збільшення швидкості обробки даних і рівня стиснення в порівнянні з іншими вейвлетами.;

Апробація роботи. Основні положення роботи доповідались та були обговорені на таких науково-технічних конференціях: VII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2014»; VIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2015»; 6th International Conference Modern Electric Power Systems, 2nd IEEE International Conference Intelligent Energy and Power Systems; VIII Міжнародній науково-технічній конференції «Інформаційно-комп'ютерні технології 2016»; 14th International Conference «The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM'2017)»; XX Всеукраїнська науково-практична конференція студентів, аспірантів та молодих вчених Дні науки ФСП 2017 «Людина

у вимірах сучасних суспільних трансформацій»; X Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2017», International Conference Modern Electrical and Energy Systems MEES`17 Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University.

Публікації. Основний зміст дисертації відображений у 17 наукових працях, з яких 1 патент на корисну модель, 7 статей у наукових фахових виданнях за переліком ВАК України, 5 статей у виданнях, які включені до міжнародних наукових баз (Scopus), 1 стаття у міжнародному виданні; 2 тез доповідей в збірниках матеріалів конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 5 розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел. Загальний обсяг дисертації становить 172 сторінок, у тому числі 131 сторінок основного змісту, 44 рисунки, 16 таблиць, список використаних джерелі з 87 найменувань та 6 додатків.

РОЗДІЛ 1. КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ В MICROGRID

1.1. Задачі керування електроспоживанням в MicroGrid

Для вирішення проблем в електроенергетичній галузі необхідно її перехід на новий якісний рівень, шляхом формування цілісної багаторівневої системи управління зі збільшенням обсягів автоматизації, зменшення витрат і підвищенням надійності всієї системи. Цьому сприяє інтелектуальна енергетична система з активно-адаптивної мережею, яка називається SmartGrid.

SmartGrid – це електромережа, яка включає в себе оперативні та енергозаощадні заходи, включаючи смарт лічильники та споживачів, ВДЕ та ресурси забезпечення енергоефективності, що дозволяє підвищувати ефективність, надійність, економічну вигоду, а також стійкість виробництва і розподілу електроенергії [22]. Реалізація концепції SmartGrid дозволить в режимі on-line відслідковувати, контролювати і керувати роботу процесу генерації, передачі і споживання електроенергії, в автоматичному режимі оперативна реагувати на зміни різних параметрів в енергосистемі і здійснювати електропостачання з максимальною надійністю і економічною ефективністю. Наприклад, інформація про поведінку генераторів та споживачів енергії в SmartGrid, здатна підвищити ефективність, надійність енергопостачань, поліпшити економічну складову, а також налагодити стаке виробництво і розподіл електроенергії [23].

MicroGrid є частиною SmartGrid і, відповідно, успадковує її ключові компоненти і являє собою електрично розподілену систему, що містить навантаження і розподілену генерацію (розподілені генеруючі установки, пристрої акумулювання), яка працює скоординовано і контролювано як будучи приєднаною до основної енергосистеми, так і в ізольованому режимі [24].

MicroGrid - це локальна енергосистема, яка передбачає створення на певній території власних енергомережових структур, здатних працювати в тому числі автономно. Чіткої межі потужності для неї не існує, тому зазвичай вона не вказується. Компанія АВВ встановила кордон на потужності близько 20 МВт [25], щоб сфокусуватися на вирішенні певних завдань. Концепція енергетичної системи,

побудованої на принципах SmartGrid і MicroGrid, полягає у тому, що вона передає не тільки енергію, але й інформацію.

У цьому випадку споживач, окрім енергії, отримує ряд можливостей взаємодії з енергосистемою, зокрема гнучко вибирати тарифи [17, 26], планувати енергоспоживання і, як наслідок, знижувати витрати на електроенергію.

Дана концепція також не виключає можливість споживача виступати у ролі постачальника електроенергії, таким чином слідуючи умов уряду має можливість продавати енергію, вироблену його приватними джерелами (вітряки, сонячні батареї і т.д.), в мережу.

На базі концепцій SmartGrid і MicroGrid у споживача з'являється можливість вибору постачальника, тому компаніям необхідно заохочувати споживачів, запропонувавши найбільш вигідні умови співпраці, підвищувати якість послуг. Така схема передбачає активну участь споживача в роботі системи. При цьому існує ризик вірогідності пасивної поведінки споживача, адже участь в роботі системи вимагає часу, регулярного моніторингу, аналізу, прогнозування [27].

Тому актуальним є розробка такої системи, яка буде автоматично виконувати наступні задачі:

1. Підвищення надійності електропостачання споживачів і безвідмовності роботи енергосистем.
2. Підвищення ефективності витрат енергоресурсів із збереженням необхідних параметрів якості електричної енергії.
3. Поліпшення екологічної обстановки, завдяки збільшенню частки використання нетрадиційних джерел енергії (екологічно чистіший процес виробництва електричної енергії) .

Інтелектуальна енергосистема [29], в залежності від умов, що переважають в автоматичному режимі, зробить реконфігурацію, щоб досягти мінімуму споживання енергії без зменшення надійності роботи. Така система має незалежні джерела генерації енергії та здатна задовольнити попит споживачів при максимумі пікових навантажень. Це свого роду зменшена версія централізованої системи електропостачання, що створена для збільшення надійності поставок електроенергії,

підвищення енергоне залежності за рахунок розподілу джерел енергії, а також зниження витрат на оплату рахунків.

Джерелом енергії у MicroGrid виступає розподілена генерація від сонячних батарей і вітрогенераторів (можуть стояти практично на кожному житловому будинку чи даху підприємства, а також не потребують генерації та доставки палива для них [24]), а також енергію, збережену в акумуляторних батареях високої ємності. Система керування автоматично перемикає джерела енергії, а при необхідності - використовувати всі одночасно. У разі виходу з ладу одного або навіть декількох джерел енергії, розподілена генерація забезпечує стабільне функціонування системи завдяки своїй розподіленій архітектурі.

Структура розподіленої системи MicroGrid наведена на рис. 1.1.

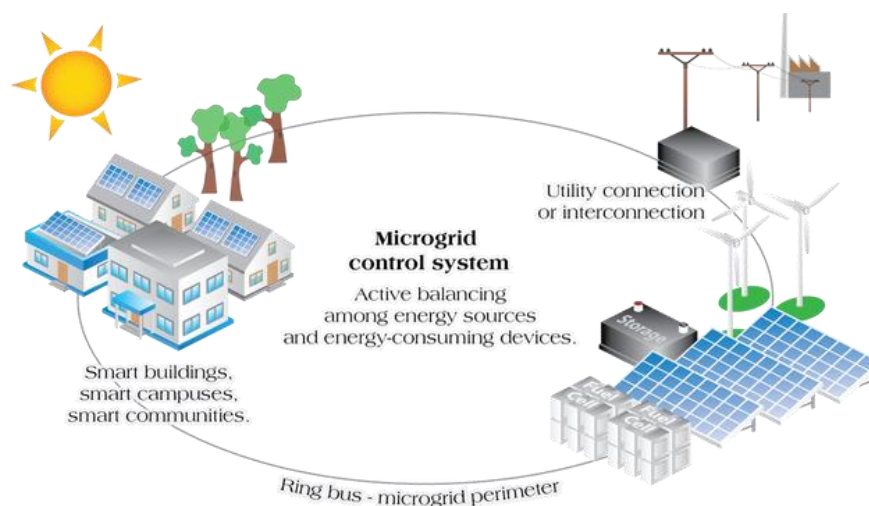


Рис. 1.1. Структура MicroGrid

При відсутності будь-яких проблем, в MicroGrid підтримується робоча напруга, аналогічна напрузі центральної мережі. При необхідності MicroGrid можна в будь-який момент відключити і перевести в автономний режим (вручну або за допомогою автоматики) [29].

Найпростіша структура MicroGrid (рис.1.2), як правило, включає кілька електрогенераторів та відновлюваних джерел живлення, в тому числі відновлюваних, наприклад, ФБ - фотобатарея, ВГ - вітрогенератор, ДГ - дизель-генератор, АБ - акумулятор в режимі розряду, які підключаються до навантажень Z_n через комутуючі пристрої або через перетворювачі електроенергії Пр.

З іншого боку, об'єкти системи MicroGrid насичені різномірним електротехнічним обладнанням. В якості навантажень можуть бути - системи мікроклімату (опалення, вентиляція, кондиціонування), сигналізації, освітлення приміщень, території, обладнання басейну, контролю доступу тощо.

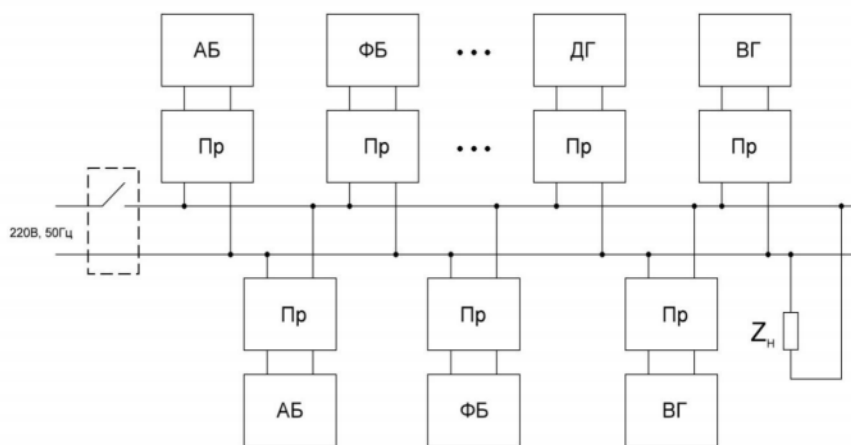


Рис. 1.2. Структурна схема найпростішої MicroGrid

У даний час налічується близько 400 найменувань електро побутових приладів різного призначення для застосування в MicroGrid [30]. Перетворювачі Пр - компенсатори реактивної потужності, фільтри, коректори, стабілізатори, широтно-імпульсні перетворювачі, випрямлячі, інвертори і їх системи управління здійснюють регуляцію режимів роботи генераторів і навантажень Z_n , стабілізацію і нормування параметрів електричної енергії в загальній системі.

У даній роботі розглядаються два варіанта MicroGrid: з мережею та без мережі. В якості прикладу системи без мережі можна привести так званий «Island» MicroGrid, віддалені поселення в горах, джунглях і т.д. «Island» MicroGrid - відокремлений автономний об'єкт (типу островів, віддалених поселень), який відокремлений від централізованого електропостачання і для яких буде перспективним запровадження балансуєючих локальних ринків. Прикладами такого типу MicroGrid є системи електрозабезпечення островів Уссант у регіоні Бретані у Франції, острів Кітнос, розташованому в Егейському морі [31].

MicroGrid типу «Island» являють собою острови енергії, не пов'язані між собою традиційною комунальною мережею і є однією з найбільш надійних

можливостей у приватному секторі для дослідження нових технологій та бізнес-моделей, розроблених для оптимізації та контролю розподілених енергоресурсів (DER). Згідно з нещодавно опублікованим програмою Microgrid Deployment Tracker 2Q19, проведеним нещодавно компанією Navigant Research, в цю категорію потрапляє близько 41% всього світового ринку Microgrid [32]. Системи типу «Island» широко розповсюджені в промислово розвинених країнах, що зазнають надзвичайних погодних явищ та пожеж, які порушують традиційні послуги з енергопостачання.

Ринки Азії, Тихого океану, Африки, Близького Сходу та Латинської Америки характеризуються керуванням віддаленими сегментами електроспоживання. Азіатсько-Тихоокеанський регіон є світовим лідером за потужністю MicroGrid цього типу. Друге місце посідає Африка, хоча цей регіон характеризується меншими фотогенераторними установками для дому та інших проектів доступу до енергії, які Navigant Research не передбачає у своєму відстеженні проектів MicroGrid. Більшість Microgrid у Європі також є віддаленими системами, вони, як правило, являють собою острови, не пов'язані між собою материковою мережею. Єдиний регіональний ринок, який значною мірою складається із Microgrid пов'язаних загальною мережею - це США, хоча Аляска є важливим винятком із цього узагальнення [33].

До систем другого типу відносяться системи електрозабезпечення розумним будинком, лікарнею, котеджним містечком, та інших, які мають як загальну мережу так і ВДЕ (рис.1.3).

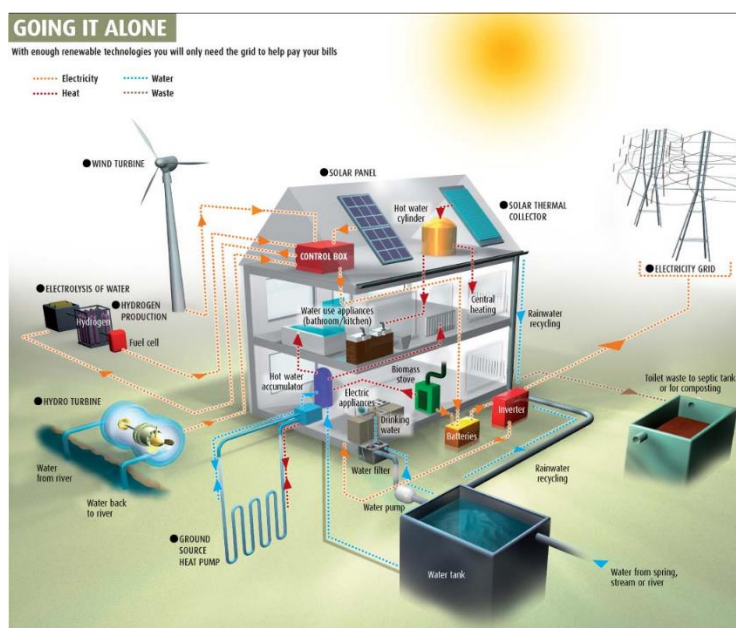


Рис. 1.3. MicroGrid типу приватний будинок

MicroGrid типу котедже містечко (рис. 1.4.) може працювати в обох режимах – без та із загальною мережею, що задається комутатором (головний ключ на рис.1.4). В конфігурації без загальної мережі обмін енергією здійснюється по внутрішній мережі (DC/AC або DC/DC)

Як і централізована мережа, MicroGrid генерує, розподіляє і регулює потік електрики споживачам, інтегрують в мережу вітрові, сонячні та інші електростанції, що використовують відновлювані джерела електроенергії.

При реалізації систем MicroGrid необхідно вирішити такі проблеми, як:

1. Поєднання систем електроживлення об'єктів MicroGrid (наприклад житлових будинків у котеджному містечку) та систем розподілених енергетичних джерел.
2. Визначення вартості енергії від ВДЕ
3. Прогнозування електроспоживання та генерації енергії від ВДЕ.

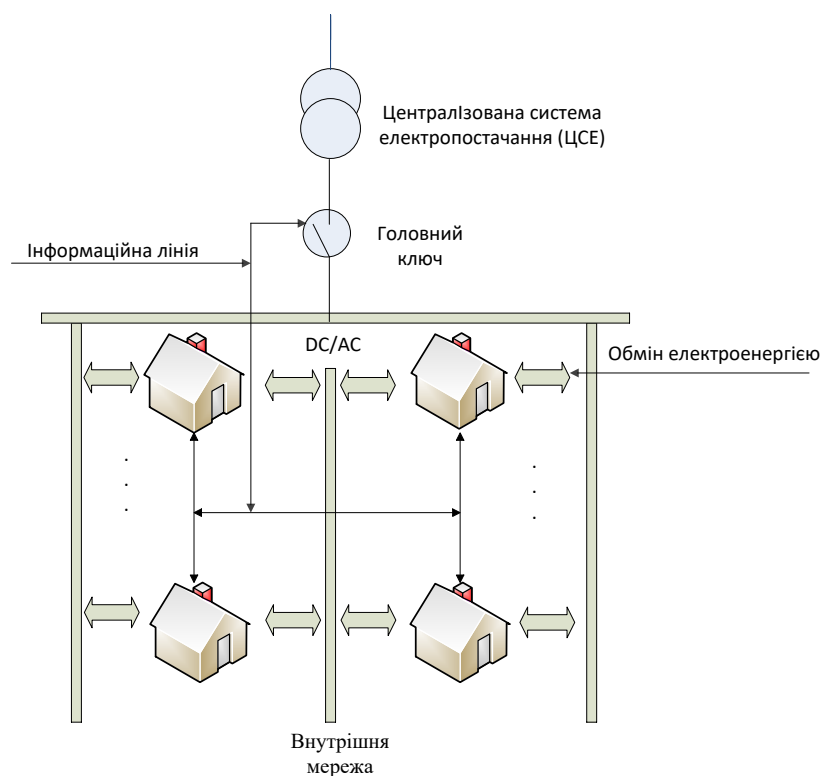


Рис. 1.4. MicroGrid типу котедже містечко

4. Створення балансуючих ринків електроенергії житлових будинків, (для систем без загальної мережі).
5. Вирішення оптимізаційної задачі енергоспоживання за вартісним критерієм.
6. Розробка інтелектуальних систем керування генераторами та навантаженнями за заданими критеріями.

1.2. Прогнозне керування об'єктами MicroGrid

Прогнозування є процесом передбачення стану деякого об'єкта в майбутньому і є ключовим моментом при прийнятті рішень у керуванні. Здатність спрогнозувати некеровані аспекти цих подій перед ухваленням рішення дозволяє скоректувати поточне керування перетворювачів, особливо в складних системах, що знаходяться в жорстких умовах середовища. Прогноз здійснюється з певним відсотком імовірності встановлення прогнозованого значення. Існує помилка прогнозу і її варто враховувати в системах керування перетворювачами [34]. Ця помилка тим

Прогнозне керування є необхідною складовою системою, де необхідно завчасно попереджувати небажані майбутні процеси в системі та усувати їх.

Необхідність точного прогнозування електроспоживання та генерації в системах MicroGrid обумовлена технічними і економічними причинами. З технічної точки зору прогнозування дозволить визначити періоди пікових навантажень, уникнути їх або зменшити вплив на робочі режими, шляхом зміни режимів навантажень або підключення джерел живлення та підвищити надійності енергосистеми. Економічні причини пов'язані з появою ринка електроенергії, при цьому зростає важливість прогнозування споживання електричної енергії учасників ринку. Відхилення фактичного споживання від заявлених значень більше певного відсотка призводить до покупки електроенергії з балансуючого ринку за більшою ціною. Відхилення в меншу сторону теж карається оплатою недопоставленої електроенергії, яка визначається різницею між заявленим і фактичним споживанням за встановленими тарифами [1]. Прогноз електроспоживання – це складний процес так, як MicroGrid включає в себе велику кількість навантажень, крім того, є необхідність враховувати фактори, що впливають на споживання електроенергії (температура навколишнього середовища; освітленості; тривалість дня; день тижня; переходи з зимового на літній час і назад; наявність непередбачених подій (катастрофи; масові акції); прогнози погодних умов; стан інших факторів, що впливають на зміну споживання відповідно до даних, отриманими в результаті обробки статистики споживання; плановане включенні / відключенні енергоємних виробництв) [16-17].

Тому актуальною задачею є прогнозування електроспоживання та генерації електроенергії в системі MicroGrid, що забезпечують координоване управління розподіленими енергоресурсами, засобами управління режимом і конфігурацією мережі.

1.3. Методи керування навантаженнями та генераторами в MicroGrid

Управління навантаженнями та генераторами є одним зі способів оптимізації електроспоживання для підвищення енергоефективності та надійності режимів

роботи систем електропостачання.

Розглянемо відомі роботи по оптимізації електроспоживання

У роботі [36] розглянута проблема планування мінімальних витрат на електроенергію для побутових приладів з інтелектуальним керуванням. Характеристики роботи, такі як очікувана тривалість та пікове споживання енергії розумних пристроїв, можна регулювати за допомогою сигналу профілю живлення. Оптимальне електроспоживання мінімізує витрати, задовольняючи при цьому технічні обмеження експлуатації та переваги споживачів. Основною проблемою даної роботи є те, що генерація і споживання електроенергії не оптимізуються і вважається заданою.

У роботі [37] запропонована математична модель активного споживача (активний споживач — це споживач, який реагує та впливає на ринок енергії через систематичні дії і реакції, які націлені на мінімізацію витрат і збільшення власного та колективного прибутку [38]), на основі якої формується та вирішується задача оптимізації електроспоживання, тобто для кожного приладу вводиться матриця всіх можливих допустимих графіків навантаження. У деяких випадках, коли робота одного навантаження залежить від роботи іншого навантаження, то таку матрицю неможливо побудувати.

У роботі [39] описана модель керування споживання електроенергії для регулювання погодинного рівня навантаження споживача у відповідь на погодинні ціни на електроенергію. Завданням моделі є максимізація корисності споживача при мінімальному добовому рівні споживання енергії, максимальному та мінімальному погодинному керування навантаженнями та обмеженнях навантаження на таких рівнях. Тобто, розглядається оптимізація електроспоживання при зміні ціни на електроенергію в реальному часі. Але постановка задачі оптимізації обмежується приладами з циклічним режимом роботи без можливості переривати і відновлювати цикл роботи.

У [40] запропоновано систему оптимізованого керування світлом у розумних будинках з урахуванням енергоефективності та вимог користувача, Метод заснований на вивченні вподобань користувачів в Інтернеті та в різних станах (час,

місцезнаходження, активність), але розроблений тільки для освітлювальних приладів і кондиціонерів.

У дослідженні [41] розглянуто сумарний графік споживання домогосподарств, у кожному з яких проведена оптимізація електроспоживання з урахуванням вартості електроенергії. Постановка завдання оптимізації, яка використовується в цьому дослідженні, також обмежується приладами з циклічним режимом роботи.

У [42] розглянуто домогосподарства, які експлуатують різні прилади, включаючи батареї, та запропоновано підхід до реагування на попит, заснований на максимальній корисності, а саме: розподіл усіх навантажень на підмножини за способом призначених користувачем вимог до їх функціонування (прилади з термостатичним управлінням, прилади з циклічним режимом роботи, прилади із заданим режимом роботи і прилади, для яких не можна провести формалізацію умов його роботи).

У роботі [43-44] запропоновано використовувати метод оптимізації DMES (Daily Maximum Energy Scheduling). За даним методом навантаження підключається до DMES інтелектуального вимірювача (DMES-SM). Припускається, що кожен побутовий пристрій встановлений в DMES підключений до інтелектуального вимірювача для оптимізації енергоспоживання та витрат. Розумні будинки зв'язані двосторонньою шиною даних через DAP (Data Aggregation Point) та MDMS (Meter Data Management System) у Smart-мережу. Передбачається також підключення між будинками для ефективного обміну інформацією між споживачами та постачальниками послуг.

На базі аналізу літературних джерел створена класифікація методів оптимізації генерації та споживання електроенергії, яка представлена на рис. 1.6.

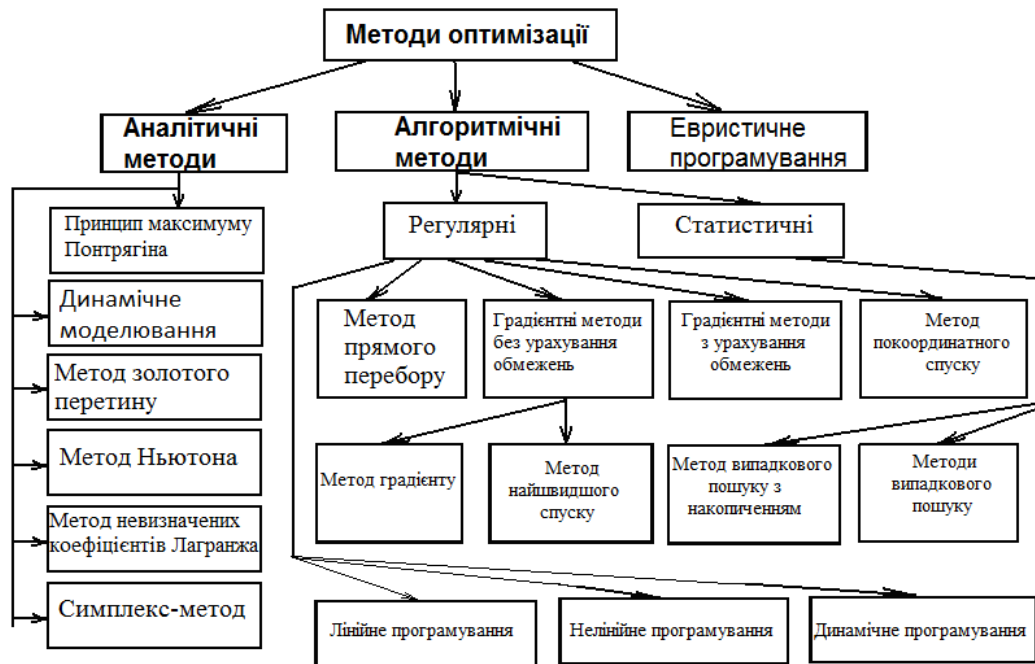


Рис. 1.6. Класифікація методів оптимізації

З рис. 1.6 слід, що існують три групи методів: аналітичні, алгоритмічні (чисельні), евристичні.

Аналітичні методи використовуються, коли цільова функція, обмеження і зв'язок між змінними і рішеннями, а також початкові і граничні умови представлені функціями, які повинні бути, принаймні, двічі диференційовані і мати кінцеве число точок розриву. Застосування цих методів має переваги перед іншими, оскільки вони дозволяють досить повно досліджувати функцію і встановити вплив різних чинників на цю функцію завдяки явному аналітичному вирішенню завдання, але вони застосовуються для рішення простих завдань.

Основна перевага аналітичних методів полягає в тому, що вони дають можливість якісної оцінки результатів при зміні параметрів. Чисельні ж методи забезпечують отримання конкретних числових значень параметрів.

Алгоритмічні (чисельні) методи вказують шляхи відшукування положення екстремуму. Так як можна вказати різні способи відшукування екстремуму, то є безліч різновидів алгоритмічних методів оптимізації. Використання чисельних методів передбачає знання області можливих змін рішення, і чим ця область вужче, тобто

чим більше обмежень, тим ефективніше застосування чисельних методів оптимізації.

Основним недоліком чисельних методів є можливість отримання не глобального, а локального екстремуму досліджуваної функції.

Принципова відмінність чисельних методів від аналітичних полягає в тому, що процес знаходження оптимального рішення являється багатокроковим, тобто послідовне наближення до шуканого рішення. При пошуку екстремальної точки здійснюється локальне вивчення поверхні відгуку за результатами ряду дослідів, спеціально поставлених близько вихідної точки. Рух до екстремуму в багатовимірному просторі незалежних змінних здійснюється не безперервно, а кроками. Аналізуючи результати експериментів і порівнюючи їх з результатами попередніх, приймається рішення про подальші дії з пошуку екстремуму. Екстремальне значення функції відгуку досягається за допомогою багаторазового послідовного вивчення поверхні відгуку і просування в факторному просторі.

Евристичне програмування засноване на використанні досвіду фахівців, який формується у вигляді правил, емпіричних залежностей і схем обчислень. Особливо перспективно евристичне програмування для вирішення інженерних завдань, і зокрема, при конструюванні електронної апаратури: вибір структурних схем апаратури та її окремих частин; розподіл функцій між апаратурою і операторами; оцінка якості апаратури (метод експертних оцінок) і ін. Основні методи оптимізації наведено у Додатку А.

На базі аналізу методів оптимізації для рішення задач мінімізації грошових витрат при певних обмеженнях обрано метод невизначених множників Лагранжа, який дозволяє звести задачу нелінійного програмування до розв'язування системи рівнянь та дає точний розв'язок.

Отже, алгоритм керування навантаженнями та генераторами за вартісними критеріями буде зведено до визначення добової діаграми, в яка містить коефіцієнти тарифікації (для систем без загальної мережі), а також коефіцієнти використання генераторів та навантажень. Приклад розподілення коефіцієнтів тарифікації протягом доби показано на рис.1.7.

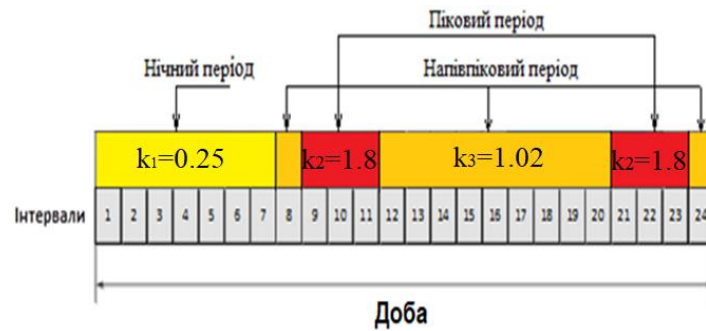


Рис. 1.7. Приклад розподілення коефіцієнтів тарифікації протягом доби

Аналогічні діаграми визначаються для коефіцієнтів використання генераторів та навантажень.

1.4. Вибір критерію ефективності генерації та споживання електроенергії в MicroGrid

Для оцінки ефективності роботи різнотипних споживачів та генераторів в MicroGrid пропонується вартісний критерій, який є універсальним, оскільки дозволяє оцінити безпосередні та опосередковані витрати, необхідні для вироблення та споживання електричної енергії, та збитки від її неефективного використання. Даний критерій включає в себе низку підкритеріїв, таких як: максимізація грошового прибутку від використання ВДЕ в автономних системах, мінімізація вартісних витрат споживача в системах із загальною мережею, мінімізація вартісних витрат, пов'язаних з піковими викидами, об'єднання мінімізації вартісних витрат та максимізації прибутку (оптимізація) та інші.

У зв'язку з тим, що в якості критерію використовується вартість, для реалізації оптимальної поведінки системи доцільно застосовувати теорії, розроблені у економічних галузях [45]. Тоді задача оптимізації зводиться до сумісного розв'язання рівнянь, які описують електромагнітні процеси у технічних пристроях, та рівнянь, що враховують вартісні фактори [46].

1.4.1. Модель загальної рівноваги

При побудові алгоритмів керування електроживленням з урахуванням вартісних факторів доцільно застосовувати теорію загальної рівноваги, яка дозволяє

сформулювати умови найбільш ефективного керування електроживленням із забезпеченням мінімальних вартісних витрат на спільному балансуєчому ринку виробництва і споживання [47]. З позицій економічної теорії продукцією, що виробляється та споживається на балансуєчому ринку - є електрична енергія. Мережа та генератори, що входять до складу системи, виконують роль виробників продукції, а навантаження – споживачі, які дозволяють сформулювати умови найбільш ефективного керування електроспоживанням із забезпеченням мінімальних вартісних витрат на спільному ринку виробництва і споживання.

Для кожного електротехнічного пристрою (генератора або споживача енергії) необхідно вирішувати свою задачу в області мінімізації витрат із забезпеченням ефективності функціонування. Сукупність окремих задач дозволяє сформулювати задачу загальної рівноваги, що забезпечує оптимальне використання енергії [47].

Модель загальної рівноваги виробництва та споживання електроенергії наведена на рис.1.8.

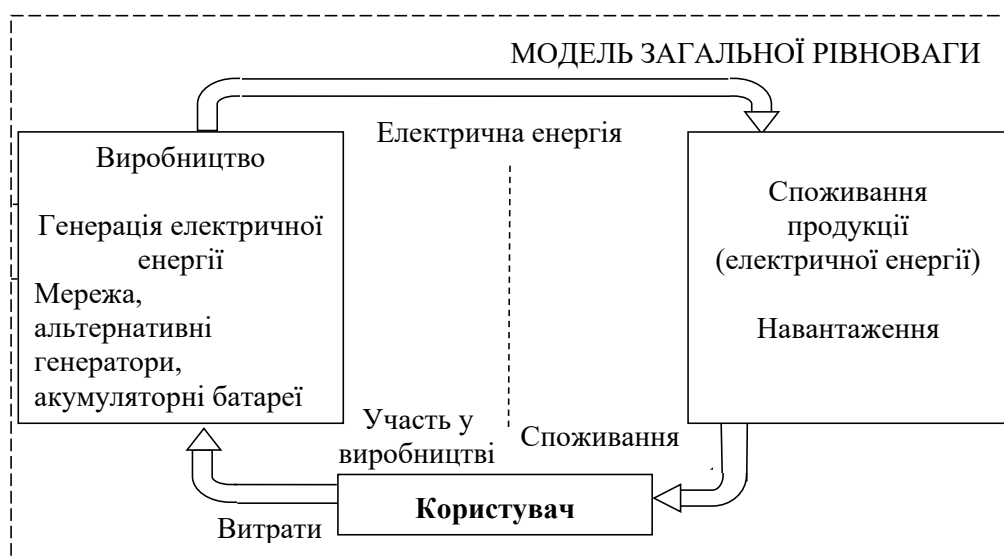


Рис.1.8. Модель загальної рівноваги виробництва та споживання електроенергії

При вирішенні задачі оптимізації грошових витрат необхідно врахування тарифів на електроенергію в різні інтервали часу, оскільки лише наявність багато тарифної системи оплати дає можливість знизити витрати шляхом переносу інтервалів роботи окремих навантажень у інтервали більш низьких тарифів, а моментів вмивання генераторів - у інтервали більш високих тарифів мережі.

Сучасний рівень науково-технічного розвитку дозволяє застосовувати поточні тарифи на електроенергію мережі [48] для реалізації формування більш гнучкого керування зі зворотними зв'язками та оцінкою стану керованих об'єктів.

Для різних типів MicroGrid будуть різні особливості керування – визначення тарифів електроенергії від ВДЕ для першого типу MicroGrid (автономних) і використання діючих тарифів для другого типу (із загальною мережею).

При реалізації керування генераторами та навантаження системи MicroGrid важливим кроком є визначення вартості електроенергії що споживається від відновлювальних джерел живлення (ВДЕ).

Вирішення задачі керування об'єктами MicroGrid за вартісними критеріями полягає у розробці методів підвищення ефективності витрат енергоресурсів із збереженням необхідних параметрів якості електричної енергії.

Задача розробки методів керування елементами MicroGrid (генераторами та навантаженнями) передбачає вирішення наступних питань

- 1) визначення і обґрунтування тарифів на електроенергію від відновлюваних джерел живлення, такі як сонячні батареї та вітрогенератори,
- 2) створення балансуючих ринків електроенергії користувачів MicroGrid,
- 3) прогнозування енергоспоживання, в тому числі і визначення часу пікового споживання
- 4) керування навантаженнями і генераторами на базі прогнозу
- 5) вирішення оптимізаційної задачі визначення моментів підключення/відключення навантажень та генераторів

1.4.2. Аспекти балансуєчого ринку електроенергії

Систему електроживлення мережі MicroGrid розглядаємо як ринковий майданчик (балансуючий ринок), в межах якого здійснюється перерозподіл потоків електроенергії. По відношенню до зовнішньої мережі живлення MicroGrid виступає єдиним блоком, що споживає електроенергію, а за наявності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – генерує надлишок електроенергії у мережу, якщо така можливість передбачена технічно та організаційно. Як і інший товар електроенергія

характеризується економічними, правовими та технічними аспектами свого функціонування (рис.1.9).



Рис. 1.9. Правові, економічні та технічні аспекти ринку електроенергії

Правові аспекти описують регулювання ринку енергетики в Україні нормативними документами. 13 квітня 2017 року Верховною Радою України прийнято Закон України «Про ринок електричної енергії» [49]. Метою нового ринку електроенергії є запровадження конкурентних механізмів функціонування даного ринку, вільний вибір партнерів та забезпечення права споживача вільно обирати постачальника електроенергії. Законом передбачені різні механізми купівлі-продажу електроенергії – двосторонні договори, ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок. Для забезпечення достатніх обсягів електричної енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва, транспортування і споживання електроенергії, врегулювання системних обмежень в

об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії, передбачений балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг [49].

Тому методи визначення і обґрунтування тарифів на електроенергію від відновлюваних джерел живлення, такі як сонячні батареї та вітрогенератори, є актуальною задачею [9-10].

Економічні аспекти містять економічні моделі навантажень та генераторів, а також методи ціноутворення електроенергії. Економічний аспект ринку електроенергії містить розрахунок ціни на електроенергію, при цьому необхідно враховувати наступні техніко-економічні показники різних джерел електричної енергії для систем гарантованого електроживлення [6]. Аналіз методів ціноутворення показав, що найефективнішим для розрахунку вартості електроенергії - метод максимізації поточного прибутку, оскільки оснований на законі попиту.

Технічні аспекти регламентують схемну реалізацію здійснення можливості під'єднання відновлюваних джерел до загальної мережі із забезпеченням заданої якості електроенергії та надійності постачання. Основними цілями, що реалізуються при впровадженні мереж, які живляться від ВДЕ (інтелектуальна мережа), є досягнення енергетичної безпеки, безперебійного постачання, електричної енергії відповідної якості, енергоощадної та доступної ціни на електроенергію, мінімального впливу на навколишнє середовище.

Сучасна інтелектуальна мережа містить такі складові: автоматизовані системи роботи зі споживачами; часткову автоматизацію мереж з функціями самовідновлення; віддалене керування та контроль мережі; активне використання аналітики для оптимізації потоків електроенергії; керування активами за станом.

Поряд з забезпеченням моніторингу, обліку, керування енергетичними потоками в реальному часі, розосередженою генерацією, оптимальними законами керування, також вирішуються питання електромагнітної сумісності, якості параметрів електроенергії, забезпечення протікання двонаправлених потоків енергії, стійкості та надійності систем з розосередженою генерацією.

1.5. Постановка задачі

Системи MicroGrid з ВДЕ потребують розробки методів підвищення ефективності енергоресурсів із збереженням необхідних параметрів якості електричної енергії. Управління здійснюється шляхом керування елементами MicroGrid - генераторами та навантаженнями, яке відповідає вирішенню оптимізаційної задачі по заданому вартісному критерію з урахуванням обмежень. При цьому необхідно вирішити задачі прогнозування споживання та генерації енергії від ВДЕ. Для автономних систем додатково необхідно визначити тарифи. Керування цього типу назвемо прогнозно-оптимальним.

Задачі прогнозно-оптимального керування для різних типів MicroGrid зведено в табл. 1.1

Таблиця 1.1. Задачі прогнозно-оптимального керування

Типи MicroGrid	
Без загальної мережі	З мережею
Визначення тарифів для ВДЕ в умовах балансуючого ринку	Визначення вартості електроенергії для різних ВДЕ у складі MicroGrid
Максимізація прибутку від ВДЕ при різних обмеженнях	Скорочення витрат споживача при різних обмеженнях
Обмеженнями є усунення пікових навантажень та забезпечення заданої кривої споживання електроенергії	

Загальними задачами прогнозно-оптимального керування для обох типів є прогнозування споживання електроенергії та генерації від ВДЕ.

Вихідними для алгоритмів керування MicroGrid, крім кількості генераторів, навантажень та характеристик їх режимів, є прогноз споживання/генерації на певний період (наприклад, добу) та вартість електроенергії.

Результатом рішення оптимізаційних задач є визначення статичних та динамічних коефіцієнтів для генераторів та навантажень. Статичні коефіцієнти визначають включення/відключення певних генераторів та навантажень, динамічні

коефіцієнти визначають частку використання енергії генераторів та споживаної потужності навантажень на поточному інтервалі добової діаграми.

Керування електроспоживанням зведено до визначення 4-х типів коефіцієнтів – керуючих параметрів:

- коефіцієнти використання ВДЕ (1, якщо підключено та 0, якщо ні).
- коефіцієнти використання вторинного джерела (у діапазоні $[0;1]$)
- коефіцієнти для статичних навантажень (1, якщо підключено та 0, якщо ні).
- коефіцієнтів для змінних навантажень - споживана потужність навантаження (у діапазоні $[0;1]$)

Розрахунок цих параметрів ведеться на базі розв’язання оптимізаційної задачі та прогнозування обсягів виробництва та споживання електроенергії.

Розраховані значення є основою алгоритмів керування джерелами і навантаженнями на базі прогнозу енергоспоживання та генерації електроенергії від ВДЕ, причому прогнозні значення постійно коригуються

Таким чином необхідним є вирішення наступних задач:

- 1) визначення і обґрунтування тарифів на електроенергію від відновлюваних джерел живлення, такі як сонячні батареї та вітрогенератори для балансуєчих ринків електроенергії користувачів MicroGrid,
- 3) прогнозування споживання та генерації електроенергії, в тому числі і визначення часу пікового споживання
- 4) вирішення оптимізаційних задач керування навантаженнями та генераторами
- 5) реалізація систем керування навантаженнями і генераторами MicroGrid.

РОЗДІЛ 2. ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ТА ГЕНЕРАЦІЇ В MICROGRID З АЛЬТЕРНАТИВНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ

Необхідність точного прогнозування електроспоживання та генерації в системах MicroGrid обумовлена технічними і економічними причинами. З технічної точки зору прогнозування дозволить уникати пікових навантажень або зменшувати їх негативний вплив та підвищити надійність енергосистеми. Економічні причини пов'язані з функціонуванням балансуючих ринків електроенергії, при цьому зростає важливість прогнозування енергоспоживання учасників цих ринків, оскільки перевищення фактичного споживання від заявлених значень понад певної межі призводить до здійснення покупки електроенергії з балансуючого ринку за більшою ціною. Відхилення в меншу сторону теж призводить до оплати недопоставленої електроенергії як різниці між заявленим і фактичним споживанням за встановленими розцінками [50].

2.1. Методи та моделі прогнозування енергоспоживання в MicroGrid

Згідно з [51] модель прогнозування - функціональне уявлення, яке описує досліджуваний процес і є основою для отримання його майбутніх значень. Метод прогнозування являє собою послідовність дій, які необхідно зробити для отримання моделі прогнозування.

Методи та моделі прогнозування залежать від галузі застосування та вимог до процесу та прогнозування [52]. На базі огляду цих методів та моделей розроблена класифікація прогнозування, які застосовуються в системах прогнозування електроспоживання (генерації). Класифікація наведена на рис. 2.1.

Залежно від наявності інформаційних даних методи прогнозування поділяють на формалізовані, інтуїтивні і комбіновані [16].

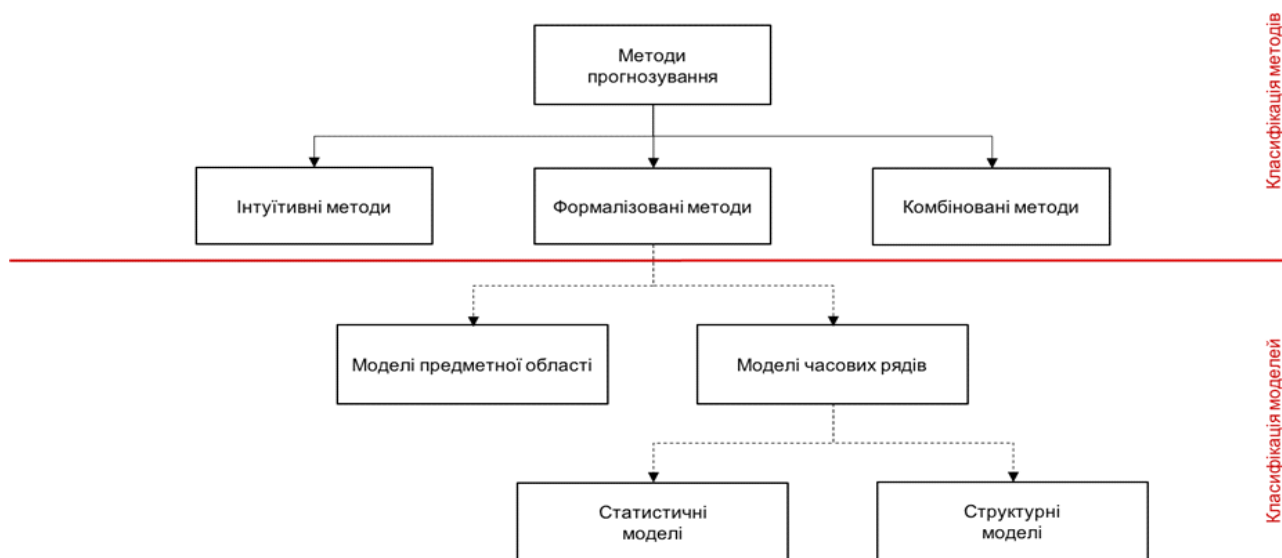


Рис. 2.1. Класифікація методів прогнозування електроспоживання (генерації)

Формалізовані методи - методи прогнозування, в результаті яких будують моделі прогнозування, тобто визначають таку математичну залежність, яка дозволяє обчислити майбутнє значення процесу, тобто зробити прогноз. Дані методи засновані на математичних моделях і поділяються на методи предметної області (електротехніки, механіки, термодинаміки, тощо) та методи моделювання часових рядів, які відшукують залежності всередині самого процесу.

Моделі предметної області - математичні моделі прогнозування, для побудови яких використовують закони предметної області. Наприклад, модель, на якій роблять прогноз погоди, містить рівняння динаміки рідин і термодинаміки; прогноз розвитку популяції робиться на моделі, побудованій на диференціальному рівнянні; прогноз рівня цукру крові людини, хворої на діабет, робиться на підставі системи диференціальних рівнянь. У таких моделях використовуються властиві конкретній предметній області. Такого роду моделям властивий індивідуальний підхід в розробці [53-54].

Моделі часових рядів - математичні моделі прогнозування, які прагнуть знайти залежність майбутнього значення від минулого всередині самого процесу і на цій залежності обчислити прогноз. Ці моделі універсальні для різних предметних

областей, тобто їх загальний вигляд не змінюється в залежності від природи тимчасового ряду.

Експертні методи застосовують у випадках недостатнього обсягу інформації про поведінку та розвиток об'єкта дослідження у минулому. Вони побудовані на інформації, отриманій з експертних оцінок. Прикладом такої системи є [55].

Комбіновані методи прогнозування об'єднують експертні і формалізовані методи. Прикладом таких методів може бути метод зіставлення зі зразком (англ. Pattern matching) - метод аналізу і обробки структур даних в мовах програмування, заснований на виконанні певних інструкцій в залежності від збігу досліджуваного значення з тим чи іншим зразком, в якості якого може використовуватися константа, предикат, тип даних або інша підтримувана мовою конструкція [56].

Серед розглянутих методів для прогнозування енергоспоживання в MicroGrid найбільш придатним є формалізований метод, оскільки при цьому можливо автоматизувати процес прогнозування. Крім того, поведінка кривої енергоспоживання описується функцією часу, тому обирається група моделей часових рядів. Характеристики основних моделей наведено в Додатку Б.

Переваги і недоліки основних моделей систематизовано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Порівняння моделей прогнозування

Моделі	Переваги	Недоліки
Статистичні моделі		
Регресійні[57]	Простота та гнучкість моделювання.	Трудомісткість знаходження коефіцієнтів залежності
Авторегресійні [58]	Простота моделювання; велика різноманітність сфер застосування	Трудомісткість і ресурсомісткість ідентифікації; обмеження прогнозу
Моделі експоненціального згладжування (на основі середнього згладжування)	Простота моделювання;	Недостатня гнучкість; обмеженість застосування

[59]		
Структурні моделі		
Нейромережеві моделі [60]	Нелінійність; масштабованість, висока адаптивність; велика різноманітність сфер застосування	Відсутність прозорості; складність вибору архітектури; жорсткі вимоги до навчальної вибірки; складність вибору алгоритму навчання; ресурсомісткість процесу навчання
Моделі на базі ланцюгів Маркова [61]	Простота моделювання;	Неможливість моделювання процесів з довгою пам'яттю; вузька застосовність моделей
Моделі на базі класифікаційних регресійних дерев [62]	Масштабованість; швидкість і простота процесу навчання; можливість враховувати категоріальні змінні	Неоднозначність алгоритму побудови дерева; складність питання зупинки

При аналізі досліджень по прогнозуванню споживання енергії в системах MicroGrid було виявлено, що у них використовувалися прості моделі усереднення; статистичні моделі (наприклад, регресія і часові ряди) і моделі штучних нейронних мереж.

Знання про майбутні значення часового ряду є основою для планування, керування та оптимізації роботи в системі MicroGrid. Прогнозування дозволяє визначити періоди пікових навантажень, уникнути їх або зменшити їх вплив на робочі режими шляхом зміни режимів навантажень або підключення додаткових джерел живлення.

Розглянемо та проведемо моделювання основних статистичних моделей прогнозування електроспоживання/генерації.

2.1.1. Наївні моделі

Дані моделі створюють прогнози на базі лінійних комбінацій значень від «подібних» днів [54]. Під час створенні даних моделей передбачається, що деякий період прогнозованого часового ряду у минулому описує майбутнє ряду. Прогноз, отриманий даними методами, не відрізнятиметься високою точністю, але дає деяке уявлення про можливе значенні досліджуваного параметра в майбутньому.

Найпростішою моделлю є, що відповідає припущенням, що "завтра буде як сьогодні":

$$Y(t + 1) = Y(t), \quad (2.1)$$

де $Y(t + 1)$ - прогноз на наступний період часу; $Y(t)$ - реальне значення в момент часу t .

2.1.2. Моделі усереднення

Об'єднання прогнозів дає вищу ефективність, ніж використання окремо конкретної моделі. Існують різні схеми усереднення: просте, зважене (задаються ваги для окремих моделей прогнозування у відповідності до їх точності), а також варіанти моделей регресії.

У даній роботі використано просте усереднення, тобто спрощений підхід до комбінування прогнозів, отриманих з трьох різних моделей – на базі нейронних мереж, регресійної та авторегресійної моделей. Обчислено середнє арифметичне всіх прогнозів, отриманих окремими моделями. Незважаючи на свою простоту такий підхід дуже надійний і широко використовується в бізнесі та економічному прогнозуванні.

2.1.3. Регресійні моделі

При прогнозуванні за даною моделлю використано класичний метод Support Vector Machine (SVM). В якості незалежних змінних використовувався рівень енергоспоживання x як функція від поточних та минулих значень часу з урахуванням фактору сезонності, що описує змінні, закодовані як фіктивні змінні. Залежна змінна y є прогнозованим значенням, яка залежить від параметрів w

лінійно. Разом з цим, лінійна залежність від вільних параметрів незалежних x може бути не обов'язковою мовою:

$$y = \sum_{j=1}^N w_j x_j + v = \langle w, x \rangle + v \quad (2.2)$$

де x_j – компоненти вектора незалежних змінних x ,

v – фактор сезонності, що описує змінні, закодовані як фіктивні змінні.

N – розмірність вектору незалежних змінних x ,

Фактор сезонності прийнято рівним:

$$v = \begin{cases} 1 & \text{для літа} \\ 0 & \text{для весни і осені} \\ -1 & \text{для зими} \end{cases} \quad (2.3)$$

Значення параметрів w у випадку лінійної регресії визначалося методом найменших квадратів [63]. Використання даного методу обумовлено гаусівським розподілом випадкової змінної рівня енергоспоживання.

Для зниження дисперсії здійснювалась багаторазова перехресна перевірка із застосуванням різних розбитті, і результати цих перевірок усереднювалися. Зазначимо, що одноразова перехресна перевірка передбачає розбиття вибірки на взаємно доповнювані підвибірки з метою проведення аналізу на одній частині (trainingset - навчальному наборі) і перевірки на іншій частині (validationset – контрольному наборі).

2.1.4. Авторегресійні моделі

Більш точною у порівнянні з регресійною є ARMA модель (autoregressive–moving-average models) або авторегресійна модель. У моделі використовувалася дані служби інформації про вільну погоду OGIMET, які представлені у вигляді звітів SYNOP. Звіти завантажено за допомогою скрипту на мові програмування Python, який бере до уваги різні обмеження OGIMET API, включаючи обмеження на частоту та розмір запитів. Звіти проаналізовано та перетворено в структури даних за допомогою використання утиліти GNU. Подальша передобробка виконана на мові

програмування R за допомогою dplyr пакета. Дані за кожну годину агреговано по всіх станціях, які звітували за цей період.

У роботі використана класична гармонічна регресія з додатковими факторами та обробкою помилок ARMA - багаторазова повторюваність (сезонність) моделюється за допомогою ряду Фур'є, тобто відповідними комбінаціями гармонічних компонентів з різними періодами.

Модель $ARMA(p, q, k)$, (де p, q – цілі числа, що задають порядок моделі, k – кількість екзогенних факторів) являє собою рівняння, що описує наступний процес генерації часового ряду $\{X_t\}$:

$$X_t = c + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p \alpha_i X_{t-i} + \sum_{i=1}^q \beta_i \varepsilon_{t-i} \quad (2.4)$$

де c – константа, $\{\varepsilon_t\}$ – послідовність незалежних і однакових розподілених випадкових величин (як правило, нормальних) з нульовим середнім, так званий білий шум, $\alpha_1 \dots \alpha_p, \beta_1 \dots \beta_q$ - авторегресійні коефіцієнти і коефіцієнти ковзаючого середнього, відповідно.

Прийmemo оператор зміщення $L: LX_t = x_{t-1}$, тоді вираз (2.4) прийме вигляд

$$X_t = c + \left(\sum_{i=1}^p \alpha_i L^i \right) X_t + \left(1 + \sum_{i=1}^q \beta_i L^i \right) \varepsilon_t \quad (2.5)$$

Перенесемо авторегресійну частину в ліву частину рівняння, отримаємо

$$\left(1 - \sum_{i=1}^p \alpha_i L^i \right) X_t = c + \left(1 + \sum_{i=1}^q \beta_i L^i \right) \varepsilon_t \quad (2.6)$$

Звідки модель ARMA можна записати в операторній формі

$$\alpha(L) \Delta^d X_t = c + \beta(L) \varepsilon_t, \Delta = 1 - L \quad (2.7)$$

де d - порядок різниць вихідного часового ряду (порядок інтегрування).

Процес є нестационарним при наявності одиничних коренів авторегресійного полінома, тому корені менше одиниці не розглядаються і для перевірки стаціонарності часових рядів виконувалася перевірка на одиничні корені.

Для відповідності моделям часових рядів, використано статистичне середовище R та інструменти, доступні в основному пакеті forecast. Враховуючи розмір даних, для зменшення обчислювального навантаження, для виявлення

найкращої моделі ARMA використана вбудована паралельна обробка. Оригінальні дані попередньо оброблено за допомогою класичного перетворення поліномами для обробки нелінійної залежності.

2.2. Прогнозування електроспоживання на базі нейронних мереж

В якості моделі побудовано стандартну мережу з прямою передачею даних, яка вивчає зв'язок дати, часу, попиту на електроенергію та погодних умов за один часовий інтервал на попит на електроенергію протягом наступної години. Загальна структура показана на рис. 2.2.

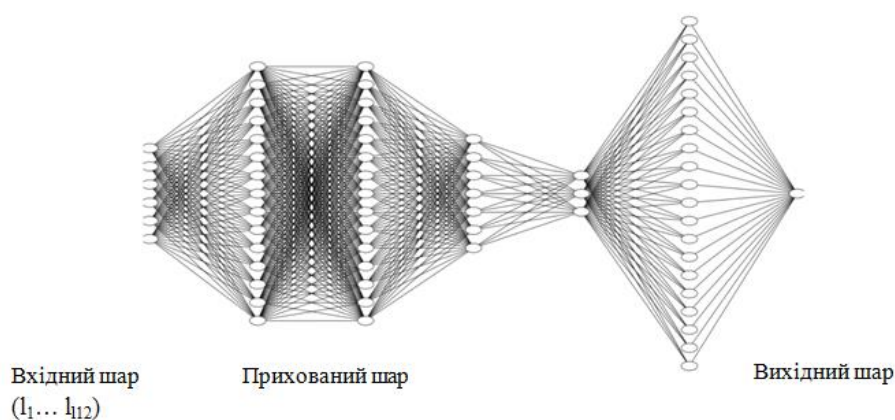


Рис.2.2. Структура нейронної мережі.

Вхідний шар приймає вектор із 112 вхідних значень, що містять дані про місяць, день місяця, день тижня, години та погодні умови. Вхідний шар передає дані до стеку з чотирьох повністю з'єднаних прихованих шарів з 256, 256, 64 і 16 нейронів кожен. Кожен із цих шарів використовує метод активації \tanh та фільтрацію. Наступний шар складається з 817 нейронів з методом активації softmax . Цей шар кодує розподіл ймовірності прогнозованого значення. Кожен нейрон у цьому шарі представляє припущення, що потреба у потужності на наступну годину потрапить у певний інтервал довжиною 20 МВт. Щоб керувати процедурою оптимізації в такому представленні, до цього шару додається ще один вихідний нейрон з фіксованою вагою для обчислення очікуваного значення розподілу ймовірності. Повна мережа використовує 126097 параметрів моделі у всіх шарах.

Реалізація нейронної мережі наведено у Додатку В.

Алгоритми глибокого навчання виконувались на відеокарті NVIDIA GeForce GTX 960. Модель була реалізована на мові програмування Python, використовуючи бібліотеку глибокого навчання програм Keras з бекендом Theano. Додаткова попередня обробка виконувалася за допомогою програмного забезпечення Jupyter і Pandas.

2.3. Попередня обробка часового ряду функції енергоспоживання (генерації)

Прогнозування енергоспоживання (генерації) за допомогою нейронних мереж не є ефективними у тих випадках, коли часовий ряд є нестационарним і в ньому присутні флуктуації, викликані випадковими процесами або впливом високочастотних завад. Використання попередньої обробки часового ряду на базі вейвлет-перетворення дає можливість усунути небажані флуктуації, підвищити ефективність та спростити процес прогнозування.

2.3.1. Обробка часового ряду даних на інтервалах, кратних інтервалу визначення вейвлетів

Застосуємо вейвлет-перетворення Хаара, Добеши (1-10 порядків), та ОБ-вейвлет-перетворення до часового ряду кривої електроспоживання [64].

Формули вейвлет перетворень Хаара та ОБ зведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Формули вейвлет перетворень

Тип	Пряме перетворення	Зворотне перетворення
ОБ	$S_{j-1,k} = \frac{1}{\sqrt{3}} [S_{j,3k} + S_{j,3k+1} + S_{j,3k+2}]$ $d^{(1)}_{j-1,k} = \frac{1}{\sqrt{3}} [S_{j,3k} - S_{j,3k+1}]$ $d^{(2)}_{j-1,k} = \frac{1}{\sqrt{3}} [S_{j,3k} - S_{j,3k+2}]$	$S_{j,3k} = \frac{1}{\sqrt{3}} [S_{j-1,k} + d^{(1)}_{j-1,k} + d^{(2)}_{j-1,k}]$ $S_{j,3k+1} = \frac{1}{\sqrt{3}} [S_{j-1,k} - 2d^{(1)}_{j-1,k} + d^{(2)}_{j-1,k}]$ $S_{j,3k+2} = \frac{1}{\sqrt{3}} [S_{j-1,k} + d^{(1)}_{j-1,k} - 2d^{(2)}_{j-1,k}]$

Хаара	$s_{j-1,k} = \frac{1}{\sqrt{2}}[s_{j,2k} + s_{j,2k+1}]$ $d_{j-1,k} = \frac{1}{\sqrt{2}}[s_{j,2k} - s_{j,2k+1}]$	$s_{j,2k} = \frac{1}{\sqrt{2}}[s_{j-1,k} + d_{j-1,k}]$ $s_{j,2k+1} = \frac{1}{\sqrt{2}}[s_{j-1,k} - d_{j-1,k}]$
-------	---	---

У табл. 2.2. прийнято наступні позначення:

$s_{j,k}, d_{j-1,k}$ - вейвлет коефіцієнти апроксимації та деталізації на рівні розкладання j ,
 k - номер інтервалу розглядання.

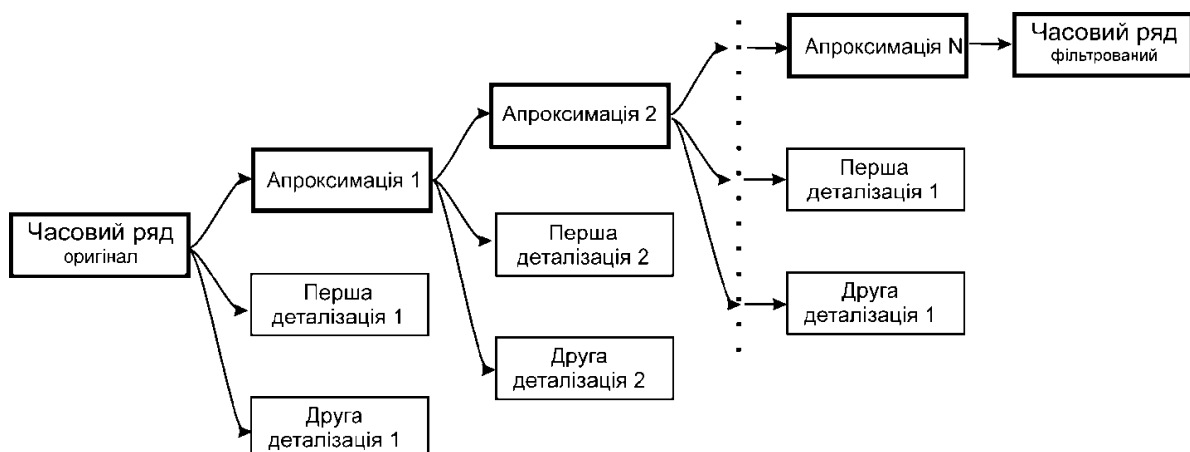
Вейвлети Добеші будуються за рекурсивними формулами [65].

Реконструкція функції-оригіналу відбувається з урахуванням всіх отриманих коефіцієнтів розкладання [65].

Фільтрація часового ряду, що описує криву електроспоживання може бути здійснена 3 способами:

- 1) використанням лише функції апроксимації на тому чи іншому рівні розкладання;
- 2) фільтрацією з жорстким порогом;
- 3) фільтрацією з м'яким порогом.

Операція фільтрування часового ряду за допомогою вейвлет-перетворення з m



фільтрами ілюструється рис. 2.3.

Рис. 2.3. Схема прямого вейвлет-перетворення

При 1 способі виходом схеми фільтрації є апроксимація j -го рівня. При 2 та 3 способах після переходу в простір вейвлет-коефіцієнтів проводиться коригування коефіцієнтів, що відносяться до малих масштабів, де найбільшою мірою позначається вплив шуму (рис. 2.4.). Зменшення значень вейвлет-коефіцієнтів здійснюється їх порівнянням з деякою пороговою функцією.

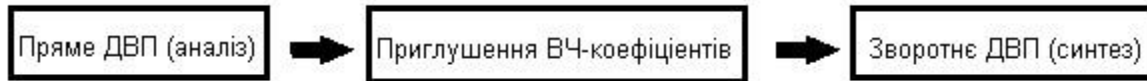


Рис. 2.4 Загальна схема зменшення шуму на основі вейвлет-перетворення

Розглянемо приклад, коли часовий ряд містить 729 відліків (рис. 2.5.)

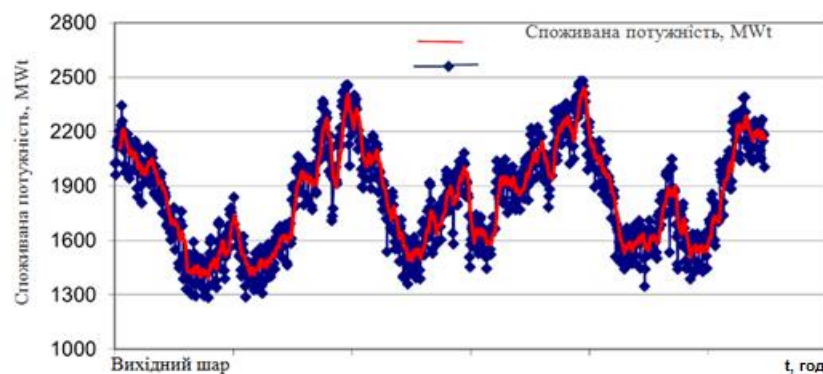


Рис. 2.5. Сезонні коливання ряду енергоспоживання та тренд ряду

Результатом передобробки є знайдений тренд (червона лінія). Як видно даних тренду значно менше, ніж даних оригінального ряду. Якщо продовжити зменшувати рівень розкладання, даних тренду буде все менш і кінцевому випадку залишиться одне значення, що відповідає середньому значення вихідного ряду.

Щоб визначити мінімально допустимий рівень розкладання було задано значення коефіцієнту подібності згладженого та вихідного ряду.

На кожному рівні розкладання будемо розраховувати коефіцієнт подібності R_{xy} перетворених часових рядів та оригінального часового ряду, по наступній формулі:

$$R_{xy} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i y_i - \bar{x} \cdot \bar{y}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2.8)$$

де x_i - значення часового ряду оригіналу, y_i - значення перетвореного часового ряду, $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$, $\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}, \sigma_y = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}, \quad (2.9)$$

При досягненні заданого значення коефіцієнту процес передоброби закінчується і далі в якості даних для нейронної мережі буде використовуватися згладжений ряд.

2.3.1. Узгодження інтервалів обробки часового ряду з добовими інтервалами

Обмеженням застосування розглянутих вище вейвлет-перетворень для передоброби даних споживання/генерації є те, що перетворення оперують з інтервалами 2^n (Хаара) або m^n (ОБ), які не кратні добі. Так для Хаара інтервал $2^{10} = 1024$ відповідає 42,667 доби, для ОБ - інтервал $3^4 = 729$ відповідає 30,375 діб. Цей недолік не суттєвий в системах з ВДЕ, де ведеться автономне спостереження за генерацією електроенергії від ВДЕ.

Між тим для порівняння прогнозованих даних даними об'єднаної енергетичної системи України ОЕС України доцільно оперувати з погодинними добовими даними [66].

Для забезпечення вимог порівняння добових даних сконструюємо вейвлет-перетворення на базі узагальненого ОБ перетворення, що оперує з інтервалами, кратними добі.

Узагальнене ОБ перетворення

Будь-яке ціле позитивне число N може бути представлено у вигляді добутку простих множників:

$$N = m_1^{n_1} \cdot m_2^{n_2} \cdot \dots \cdot m_L^{n_L}, \quad (2.10)$$

дет m_1, m_2, \dots, m_L прості числа; n_1, n_2, \dots, n_L - будь-які цілі числа. Представимо аргументи x (або v) базисних функцій ОБ перетворення в змішаній системі по модулю μ_j в j -м розряді [64], тобто

$$x = \sum_{i=1}^L x_i \cdot \mu_{L-i}, \quad v = \sum_{i=1}^L v_i \cdot \mu_{L-i} \quad (2.11)$$

де x_i ($0 < x_i < m_i^{n_i} - 1$), v_i ($0 < v_i < m_i^{n_i} - 1$) – розрядні компоненти в змішаній системі .

Модуль μ_j в j -м розряді визначається як

$$\mu_0 = 1, \mu_1 = m_1^{n_1}, \mu_2 = m_1^{n_1} \cdot m_2^{n_2}, \dots, \mu_j = m_1^{n_1} \cdot m_2^{n_2} \cdot \dots \cdot m_j^{n_j}, \dots,$$

$$\mu_L = m_1^{n_1} \cdot m_2^{n_2} \cdot \dots \cdot m_L^{n_L}.$$

Для побудови вейвлетів на базі узагальненого ОБ оберемо мінімальний інтервал для обробки погодинних даних для однієї доби, тобто $N=6$. Тоді інтервали 6^3 відповідає 9 добам, 6^4 – 54 добам.

Розкладемо $N=6$ на прості множники:

$$N = m_1^{n_1} \cdot m_2^{n_2} = 2 \cdot 3, \quad m_1 = 2, n_1 = 2, m_2 = 3, n_2 = 1, L = 1.$$

Представимо x (або v) в змішаній системі числення на інтервалі $N = 6$.

$$x = x^{(1)}\mu_1 + x^{(2)}\mu_0, \quad v = v^{(1)}\mu_1 + v^{(2)}\mu_0,$$

$$\mu_0 = 1, \mu_1 = m_1^{n_1} = 2, \mu_2 = 2 \cdot 3 = 6.$$

Компоненти $x^{(1)}, x^{(2)}$ (чи $v^{(1)}, v^{(2)}$) можуть приймати наступні значення:

$$0 < x^{(2)} < m_1 - 1 = 1, \quad 0 < x^{(1)} < m_2 - 1 = 2.$$

Розрядні компоненти змінних x і v в змішаній системі представлені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3. Подання числа x в змішаній системі числення на інтервалі 6:

x (v)	$x^{(2)}$ ($v^{(2)}$) (вага 1)	$x^{(1)}$ ($v^{(1)}$) (вага 2)
0	0	0
1	1	0
2	0	1
3	1	1
4	0	2
5	1	2

Пряме узагальнене ОБ перетворення має вигляд

$$Y(\nu) = 1/N \sum_{x=0}^{N-1} y(x) \varphi_{\text{добоб}}(\nu, x)$$

Зворотнє

$$y(x) = \sum_{\nu=0}^{N-1} Y(\nu) \cdot \varphi_{\text{робоб}}(\nu, x)$$

Базисні функції перетворень запишемо в матричному вигляді як

$$\mathbf{F}_{\text{добоб}} = \mathbf{F}_{d_{m_1}}^{[n_1]} \times_{\mu_1} \mathbf{F}_{d_{m_2}}^{[n_2]} \times_{\mu_2} \dots \times_{\mu_{L-1}} \mathbf{F}_{d_{m_L}}^{[n_L]}$$

$$\mathbf{F}_{\text{робоб}} = \mathbf{F}_{r_{m_1}}^{[n_1]} \times_{\mu_1} \mathbf{F}_{r_{m_2}}^{[n_2]} \times_{\mu_2} \dots \times_{\mu_{L-1}} \mathbf{F}_{r_{m_L}}^{[n_L]}$$

Для N=6

$$\mathbf{F}_{\text{добоб}} = \mathbf{F}_2 \times_{\mu_1} \mathbf{F}_{d3} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \times_2 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & -2 & -2 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & -2 & 2 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & -2 & -2 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & -2 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$\mathbf{F}_{\text{робоб}} = \mathbf{F}_2 \times_{\mu_1} \mathbf{F}_{r3} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \times_2 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

В силу ортогональності базисних функцій (2.12) та (2.13) можлива побудова як прямого, так і зворотного перетворення на їх базі.

Побудова вейвлет-перетворення на базі узагальненого ОБ.

По аналогії з ОБ вейвлет [64] як скейлінг-функції будемо використовувати перший рядок матриці прямого перетворення при $\nu = 0$, а в якості "материнських вейвлетів" - інші $(m-1)$ рядків.

Тоді скейлінг функції та материнські вейвлети для прямого і зворотного вейвлет-перетворення запишемо у вигляді:

$$\begin{vmatrix} \varphi_d \\ \psi_d^{(1)} \\ \psi_d^{(2)} \\ \psi_d^{(3)} \\ \psi_d^{(4)} \\ \psi_d^{(5)} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & -2 & -2 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & -2 & 2 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & -2 & -2 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & -2 & 2 \end{vmatrix} \quad (2.14)$$

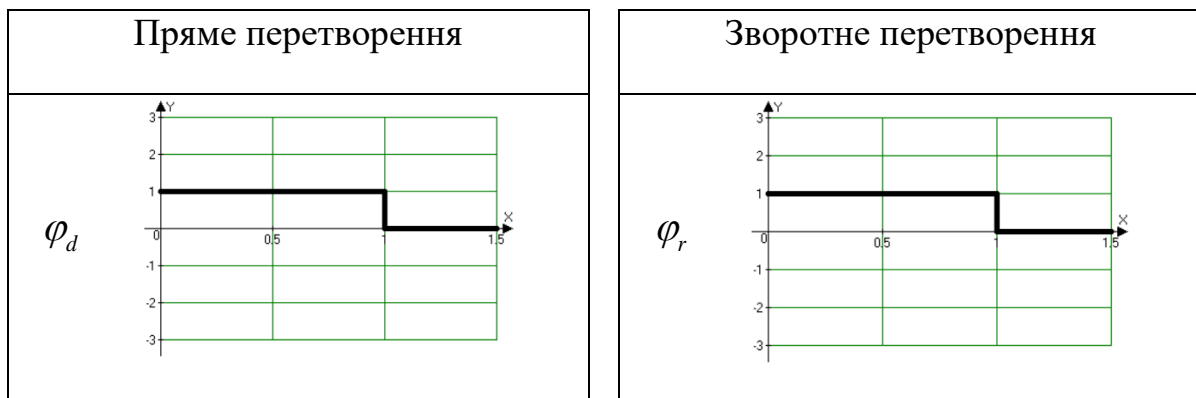
$$\begin{vmatrix} \varphi_r \\ \psi_r^{(1)} \\ \psi_r^{(2)} \\ \psi_r^{(3)} \\ \psi_r^{(4)} \\ \psi_r^{(5)} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{vmatrix} \quad (2.15)$$

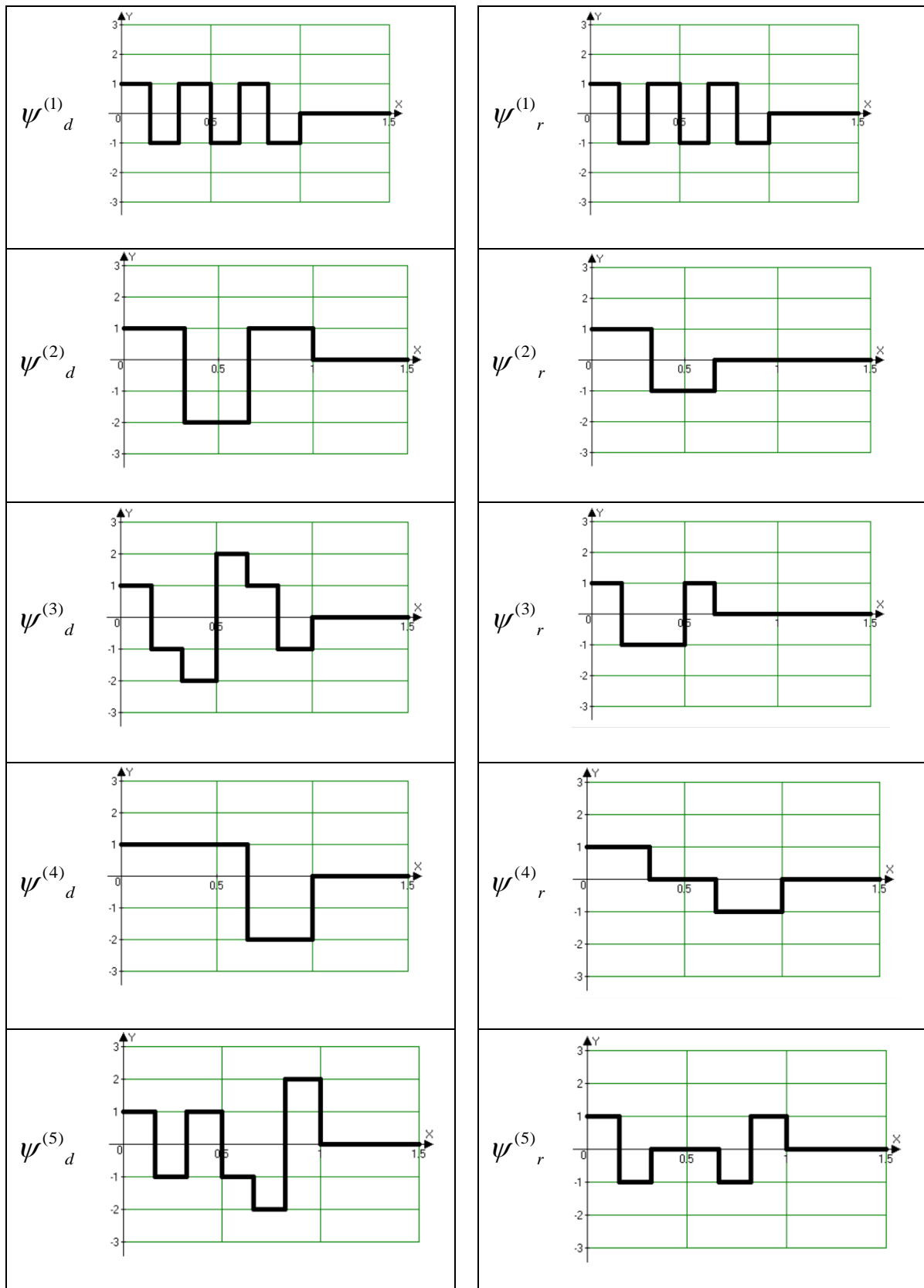
Як видно з (2.14) та (2.15) скейлінг функція однакова для прямого і зворотного перетворення.

Таке перетворення використовує 6 фільтрів, один низькочастотний та п'ять високочастотних з КІХ, відвідають рядкам матриці узагальненого прямого перетворення (2.12).

Вид вейвлетів прямого і зворотного узагальненого ОБ наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Вейвлети прямого і зворотного узагальненого ОБ





Як видно з табл. 2.4, вейвлети узагальненого ОБ при $N = 6$ приймають лише цілочисельні значення.

Пряме вейвлет-перетворення має вигляд

$$\begin{aligned}
s_{j-1,k} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \varphi_d(x) \cdot \mathbf{S}_j; \\
d_{j-1,k}^{(1)} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \psi_d^{(1)}(x) \cdot \mathbf{S}_j; \\
&\dots \\
d_{j-1,k}^{(5)} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \psi_d^{(m-1)}(x) \cdot \mathbf{S}_j,
\end{aligned} \tag{2.16}$$

де: j – рівень розкладання або масштаб, $j = \overline{j_{\max}, 0}$, \mathbf{S}_j – вектор-стовпець коефіцієнтів розкладання (середніх значень функції-оригіналу) на j -му рівні:

$$\mathbf{S}_j = \begin{bmatrix} s_{j,6k} & s_{j,6k+1} & \dots & s_{j,6k+5} \end{bmatrix}^T. \tag{2.17}$$

Коефіцієнти $s_{j,k}$ являють собою середнє значення функції-оригіналу на інтервалі розгляду k , кратному 6 , а коефіцієнти $d_{j,k}^{(1)}, d_{j,k}^{(2)}, \dots, d_{j,k}^{(5)}$ є коефіцієнтами деталізації і містять інформацію про високочастотні флуктуації функції-оригіналу.

Для $j=j_{\max}$ кожний інтервал k містить лише один дискретний відлік $s_{j_{\max},k}$ [64]:

$$s_{j_{\max},k} = \frac{f(x/K)}{6^{j_{\max}/2}}, \tag{2.18}$$

де $f(x/K)$ – значення функції-оригіналу в точці x на інтервалі визначення K .

Із зменшенням j збільшується кількість відліків, які об'єднуються в одному інтервалі k , і відповідно зменшується кількість самих інтервалів розгляду. На останньому рівні $j=0$ існує лише один інтервал $k=0$, який об'єднує всі відліки функції-оригіналу. При цьому розраховується середнє значення функції-оригіналу на всьому інтервалі визначення $s_{0,0}$ і коефіцієнти деталізації $d_{0,0}^{(i)}$, кількість яких визначається числом фільтрів, використовуваних при аналізі: $i=1, \dots, m-1$.

Зворотнє перетворення записується через коефіцієнти розкладання (2.17).

$$\begin{aligned}
s_{j,6k} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \varphi_r(x) \cdot \mathbf{D}; \\
s_{j,6k+1} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \psi_r^{(1)}(x) \cdot \mathbf{D}; \\
&\dots \\
s_{j,6k+5} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \psi_r^{(5)}(x) \cdot \mathbf{D},
\end{aligned} \tag{2.19}$$

де D – вектор-стовпець коефіцієнтів розкладання на $(j-1)$ -му рівні:

$$D = \begin{bmatrix} s_{j-1,k} & d_{j-1,k}^{(1)} & d_{j-1,k}^{(2)} & \dots & d_{j-1,k}^{(5)} \end{bmatrix}^T.$$

Реконструкція функції здійснюється за формулами

Для рівня $j=j_{\max}-n$

$$\begin{aligned} f(x) = & \sum_{k=0}^{6^{j_m-n}} s_{j,k} \varphi_{j,k}(x) + \sum_{k=0}^{6^{j_m-n}} d_{j,k}^{(1)} \psi_{j,k}^{(1)}(x) + \sum_{k=0}^{6^{j_m-n}} d_{j,k}^{(2)} \psi_{j,k}^{(2)}(x) \\ & + \sum_{k=0}^{6^{j_m-n}} d_{j,k}^{(3)} \psi_{j,k}^{(3)}(x) + \sum_{k=0}^{6^{j_m-n}} d_{j,k}^{(4)} \psi_{j,k}^{(4)}(x) + \sum_{k=0}^{6^{j_m-n}} d_{j,k}^{(5)} \psi_{j,k}^{(5)}(x) \end{aligned} \quad (2.20)$$

де $\varphi_{j,k}$, $\psi_{j,k}^{(i)}$ є масштабованими і зміщеними скейлінг-функцією $\varphi_{j,k}$ і материнськими вейвлетами $\psi_{j,k}^{(i)}$:

$$\begin{aligned} \varphi_{j,k} &= 6^{j/2} \varphi(6^j x - k), \\ \psi_{j,k}^{(i)} &= 6^{j/2} \psi^{(i)}(6^j x - k), \end{aligned}$$

$i=1\dots 5$.

Приймаємо граничне значення коефіцієнту подібності вихідного та згладженого ряду обчисленого за формулами реконструкції (2.19)- (2.20) на кожному рівні розкладання, рівним 0.96. На рис. 2.6 наведено залежність коефіцієнта подібності для різних вейвлет-перетворень.

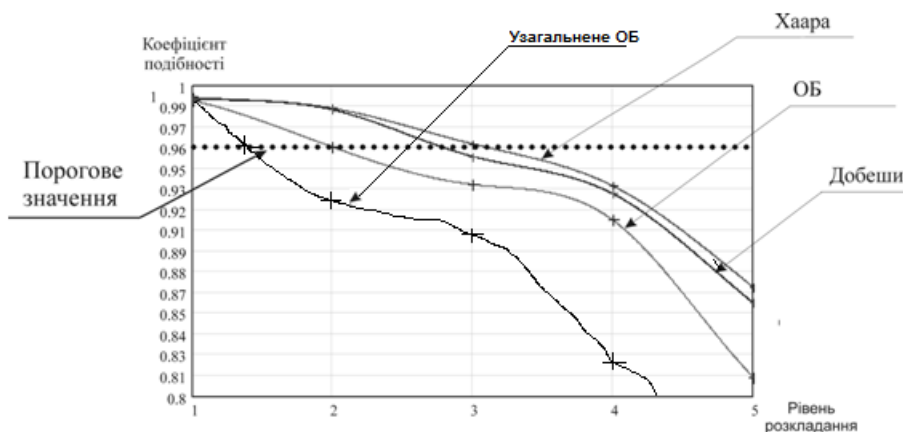


Рис. 2.6. Залежність коефіцієнта подібності часових рядів від рівня розкладання

Як видно з рис. 2.6. для того, щоб відфільтрувати сигнал від високочастотних складових для ОБ необхідно зробити 2 рівні розкладання, а для Хаара й Добеши - 3 рівні розкладання, для узагальненого ОБ – 1 рівень.

Оцінимо трудомісткість представлених вейвлет-перетворень кількістю арифметичних операцій. Порівняємо найбільш швидкодіючі з них - вейвлет-перетворення Хаара та ОБ [64].

Визначемо кількість операцій при застосування НЧ фільтра (рис.2.3). На першому рівні розкладання обчислення вихідної функції фільтра визначається як $(M-1)/MN$, де M - розмірність матриці перетворення, N –кількість відліків вихідної функції. Кількість операцій обчислення на другому рівні розкладання визначається як $(M-1)/M^2N$, на третьому - як $(M-1)/M^3N$.

Кількість рівней розкладання та загальна кількість операцій, яка необхідна для досягнення заданого коефіцієнта подібності (0,96 згідно рис. 2.6) вихідної та відфільтрованої функції відображена в табл. 2.5.

Таблиця 2.5. Кількість рівнів розкладання та загальна кількість операцій

Рівень розкладання	Узагальнене ОБ $m_1=2, m_2=3$	ОБ перетворення $m=3$	Перетворення Хаара $m=2$
1	$5N/6$	$2N/3$	$N/2$
2	-	$2N/9$	$N/4$
3	-	-	$N/8$
Всього	$0,833N$	$0,888N$	$0,875N$
Виграш узагальненого ОБ		6,6%	5,04%

Як видно з табл. 2.5 запропоноване узагальнене ОБ перетворення з 6 фільтрами потребує меншу кількість у порівнянні з відомими, одже, і більшу швидкодію – на 6,6% у порівнянні з ОБ і на 5,04 у порівнянні з Хаара.

2.4. Порівняння точності прогнозування моделей енергоспоживання/генерації

У контексті прогнозування енергії загальним є розгляд короткострокових, середньострокових або довгострокових прогнозів [67]. З іншого боку, в літературі відсутній консенсус щодо того, який реальний діапазон прогнозу складає кожен з цих класів.

Для визначення ефективності всіх моделей проведено порівняння погодинного прогнозу для трьох діапазонів: 1, 7 і 30 днів (кожен день відповідає 24 значенням). Як показник точності прогнозу вибірки використовувався стандартний підхід MAPE.

В табл. 2.6. наведено точність прогнозу, отриману для всіх моделей, розглянутих в аналізі, тобто регресійна, авторегресійна моделі, нейронна мережа та просте усереднення цих трьох прогнозів. В якості еталонного результату використовувався прогноз, отриманий на основі сезонного наївного методу, тобто значення навантаження з останнього відомого дня як прогноз на наступні періоди (дні). Використання наївних методів є важливим критерієм для оцінки точності прогнозування. Дані про попит на електроенергію часто демонструють відносно невелику величину сезонних змін. За таких умов наївним прогнозом можна отримати досить точний прогноз.

Таблиця 2.6. Порівняння MAPE для всіх підходів, розглянутих в роботі.

Період	Статистичні моделі			Структурні моделі		
	Регресійна	Авторегресійна	Усереднення	Наївна	Н.Н.	Н.Н. з попередньою обробкою
1	4.47%	3,40%	2,66%	8,44%	2,76%	2,01%
7	4,82%	7,79%	2,86%	10,02%	3,08%	2,68%
30	5.80%	6,20%	4,31%	10.00%	3.52%	2.61%

Як видно з табл.2.4 модель нейронних мереж з попередньою фільтрацією вхідного сигналу отримала найкращі результати при порівнянні, так як на 0.75% має більш точний прогноз в порівнянні з нейронною мережею.

Між прогнозами існують суттєві відмінності, наприклад, недооцінка або переоцінка навантаження моделями. Така поведінка методів може бути виправлена за допомогою стандартних методів врахування помилок [68].

Висновки до другого розділу

1. На базі огляду методів та моделей прогнозування розроблена класифікація методів прогнозування, які застосовуються в системах прогнозування електроспоживання (генерації). Аналіз досліджень по прогнозуванню споживання енергії в системах MicroGrid показав, що в них використовувалися прості моделі усереднення; статистичні моделі (наприклад, регресія і часові ряди) і моделі штучних нейронних мереж.

2. Завдання прогнозування майбутніх значень часового ряду є основою для планування, керування та оптимізації роботи в системі MicroGrid Прогнозування дозволяє визначити періоди пікових навантажень, уникнути їх або зменшити їх вплив на робочі режими шляхом зміни режимів навантажень або підключення додаткових джерел живлення. При прогнозуванні в системах з ВДЕ доцільно враховувати екзогенні фактори (наприклад в системах прогнозування на базі нейронних мереж в якості навчальних вибірок) підвищує точність прогнозу

3. Фільтрація нестационарної складової за допомогою вейвлет-перетворення дозволила зменшити кількість входів нейронної мережі при забезпеченні заданого коефіцієнту схожості вихідної та відфільтрованої функцій енергоспоживання. Для узгодження з добовими даними розроблено вейвлет-перетворення на базі узагальненого ОБ перетворення з 6 фільтрами.

4. Отримала подальший розвиток теорія вейвлет-перетворення на базі ОБ - розроблено вейвлет-перетворення на базі узагальненого ОБ перетворення. Нове перетворення оперує з інтервалами, кратними добі, що дає можливість узгодити моменти порівняння прогнозних даних з даними об'єднаної енергетичної системи України.

5. Проведено порівняння точності прогнозування для 5 методів. Найкращі результати були отримані для моделей нейронних мереж з попередньою фільтрацією вхідного сигналу, які є найбільш гнучкими в дослідженні. Однак їх суттєвим обмеженням може бути відсутність інтерпретації, а також обчислювальна складність, необхідна для вивчення остаточної моделі мережі.

РОЗДІЛ 3. УМОВНІ ТАРИФИ НА БАЛАНСУЮЧОМУ РИНКУ MICROGRID

Для варіанту MicroGrid типу «Island» без загальної мережі необхідно визначити умовні тарифи локального балансу вартісних показників.

У зв'язку з тим, що в якості критерію використовується вартість, яка розраховується як кількість енергії, помножена на відповідний тариф, що діє у даний інтервал часу. Врахування тарифів необхідно, оскільки лише наявність багатотарифної системи оплати дає можливість знизити витрати шляхом переносу інтервалів роботи окремих навантажень у інтервали більш низьких тарифів, а моментів вмикання генераторів – у інтервали більш високих тарифів мережі.

Формування вартості електроенергії у MicroGrid може базуватись на статичних та динамічних моделях [11]. У даній роботі розглядається тільки статична модель розрахунку тарифів на електроенергію для внутрішнього балансуючого ринку внаслідок його відносної простоти і можливості обчислення заздалегідь.

3.1. Визначення тарифів на електроенергію «Island» MicroGrid

3.1.1. Загальна методика оцінки техніко-економічних показників

Ефективність використання різних джерел енергії в мережі MicroGrid оцінюється і порівнюється з допомогою різних критеріїв і методів. До найбільш поширених методів відносять концепцію енергетичного балансу, чистого енергетичного виграшу, енергетичної безпеки, екологічного балансу [45].

Для кількісної оцінки та порівняння різних джерел електричної енергії для систем гарантованого електроживлення необхідна загальна методика оцінки найважливіших параметрів, спільних для обраних джерел живлення. Порівняння зведених характеристик зазвичай проводять за наступними техніко-економічними показниками [6]:

- питома вартість обладнання (тис.грн./кВт)
- термін експлуатації (роки)
- зведені річні затрати на генерацію 1 кВт встановленої потужності системи енергозабезпечення (грн./кВт);

- собівартість генерації енергії (грн./кВт*год)
- термін окупності (роки)

Питома вартість обладнання енергетичної установки обчислюється за наступною формулою:

$$B_{\text{нит}} = \frac{K_{\text{уст}}}{P_{\text{н}}}, \quad (3.1)$$

де $K_{\text{уст}}$ – вартість комплексу обладнання; $P_{\text{н}}$ – номінальна потужність енергетичної установки.

Термін експлуатації енергетичної установки дається виробником обладнання і задається для кожної конкретно взятої установки окремо. В середньому термін експлуатації фото-генераторів та вітрогенераторів складає приблизно 15-30 років. Термін використання мікротурбін та дизельних генераторів обмежується кількістю напрацьованих годин і залежить від моделі установки, умов її використання, та ін.

Одними із критеріїв економічної ефективності можна вважати **зведені річні затрати** на генерацію 1 кВт встановленої потужності системи енергозабезпечення за рік, які можна отримати з виразу:

$$З = \frac{p_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}} + C}{P}, \quad (3.2)$$

де P – встановлена потужність об'єкта енергозабезпечення (кВт); $K_{\text{з}}$ – загальні капіталовкладення; $p_{\text{н}}$ – нормативний коефіцієнт рентабельності; C – вартість затрат на технічне обслуговування, експлуатацію, ремонт.

Загальні капіталовкладення $K_{\text{з}}$ в свою чергу обчислюються як:

$$K_{\text{з}} = K_{\text{уст}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{мон}}, \quad (3.3)$$

де $K_{\text{уст}}$ – вартість комплексу обладнання; $K_{\text{пр}}$ – вартість проектних робіт, визначення місця встановлення на місцевості; $K_{\text{мон}}$ – вартість будівельних та монтажних робіт, вартість встановлення.

Нормативний коефіцієнт рентабельності в (3.2) обчислюється як:

$$p_{\text{н}} = 1 / T_{\text{експ}}, \quad (3.4)$$

де $T_{експ}$ – гарантований термін експлуатації системи енергозабезпечення.

Собівартість 1 кВт*год електроенергії, генерованої енергоустановкою на базі ВДЕ можна обчислити за допомогою наступної формули:

$$C_{уст} = \frac{K(t) + C(t)}{W_{ген}(t)}, \quad (3.5)$$

де $W_{ген}(t)$ – сумарна згенерована потужність енергоустановкою за деякий термін t ;
 $K(t)$ – затрати на генерацію енергії на протязі часу t .

Затрати на генерацію енергії на протязі часу t рівні:

$$K(t) = \frac{K_3}{T_{експ}} \cdot t. \quad (3.6)$$

У свою чергу сумарна згенерована потужність енергоустановкою за деякий термін t обчислюється як:

$$W_{ген}(t) = \int_0^t P_{ген}(t) dt, \quad (3.7)$$

де $P_{ген}(t)$ – потужність, що генерується у момент t .

Отже, на основі приведених вище рівнянь за умови $t < T_{експ}$ собівартість 1 кВт*год електроенергії, генерованої енергоустановкою на базі ВДЕ обчислюється за допомогою наступної формули:

$$C_{уст}(t) = \frac{\frac{K_3}{T_{експ}} \cdot t + C(t)}{\int_0^t P_{ген}(t) dt}. \quad (3.8)$$

Термін окупності енергетичної установки за умови $P_{ген} < P_n$ можна обчислити як:

$$T_{окуп}(t) = \frac{K_3 + C(t)}{C_{ел} \cdot W_{ген}(t)}, \quad (3.9)$$

де $C_{ел}$ – діючий тариф на електроенергіє від мережі 220В.

У такому випадку значно скорочується термін окупності енергетичної установки.

Наведена загальна методика оцінки по формулам (3.1) – (3.9) має свої особливості для різних типів джерел електроенергії. Розглянемо її застосування для фотобатарей, вітрогенератора, мікротурбін, дизель-генератора.

3.1.2. Техніко-економічні показники на основі фотобатарей

У випадку системи гарантованого електроживлення на основі фотобатарей аналіз вартісних характеристик буде складатись з наступних етапів: визначення середнього добового рівня споживання електричної енергії, визначення потенційних генеруючих можливостей фотобатарей (ФБ) для заданої місцевості та пори року, розрахунок номінальної потужності фотоелектричних панелей (модулів) та розрахунку ємності акумуляторних батарей [6-11].

Визначення середнього добового споживання.

Важливим фактором у розрахунку ефективності використання системи гарантованого електроживлення є середній добовий рівень споживання електричної енергії.

Також потрібно оцінити, скільки часу протягом дня використовуються ті чи інші електроприлади (середнє добове споживання електроенергії). Приміром, лампочка у вітальні горить 10 годин на добу, а в коморі - лише 10 хвилин. Також необхідно оцінити щоденну потребу в енергії. Щоб її визначити, потрібно помножити потужність приладу на час його роботи, наприклад: $20 \text{ Вт} \times 4:00 = 80 \text{ Вт} \cdot \text{год}$. Отримані значення і будуть середнім енергоспоживанням в день.

Важливо відмітити, що часова залежність споживання електричної енергії характеризується наявністю “пікових” інтервалів з перевищенням деякого граничного рівня споживання, та інтервалів "недовантаженості", коли значення енергії споживання значно нижче граничного. На рис. 3.2 зображена характеристика електроспоживання житлового будинку протягом доби [69].

Так, у залежності споживання на протязі доби для невеликого житлового будинку (рис. 3.2) спостерігаються піки споживання енергії у ранкові $[t_1, t_2]$ та вечірні $[t_3, t_4]$ години, а у денний та нічний час споживання енергії мінімальне. Виходячи з цього, розрахунок номінальної потужності фото-батарей та ємності

аккумуляторних батарей повинні проводитись з урахування можливих пікових значень потужності навантаження.

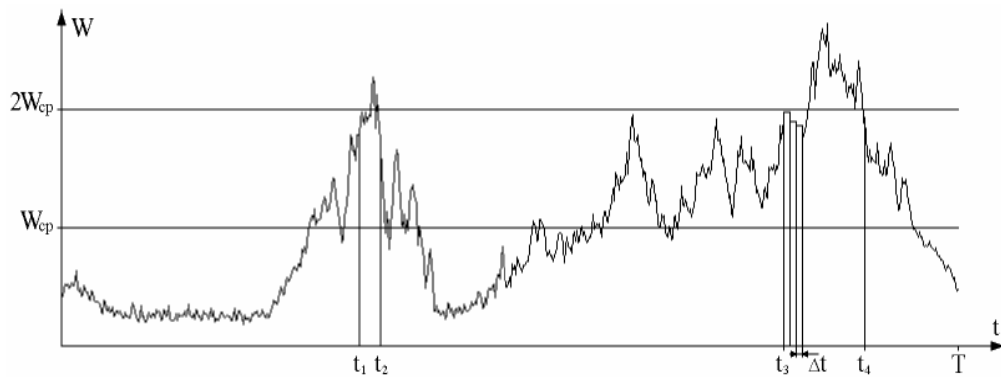


Рис. 3.2. Добова характеристика електроспоживання житлового будинку

Визначення потенціальних генеруючих можливостей ФБ для даної місцевості та часу.

Далі необхідно визначити кількість сонячної енергії, на яку можна розраховувати конкретно в даній місцевості. Важливо враховувати два фактори: середньорічну сонячну радіацію, а також її середньомісячні значення при найгірших погодних умовах.

Кількість падаючого на освітлювану поверхню потенційно корисного сонячного випромінювання визначається поняттям інсоляції. Сонячна інсоляція сильно змінюється від однієї точки земної поверхні до іншої. Тому при знаходженні величини інсоляції будь-якого району враховують велику кількість різних чинників, серед яких:

- вплив пори року (низька освітленість і довгота дня спостерігається взимку);
- характер місцевості, освітлюваної сонцем (наявність деталей рельєфу, що можуть загороджувати сонце);
- місцеві погодні умови (хмарність, туман, дощ);
- тривалість сонячного опромінення (сонячні промені, що падають на освітлювану поверхню під гострим кутом – менше 20° , малопридатні для використання).

Всі ці фактори так чи інакше впливають на те, яка кількість енергії може бути отримана з сонячної установки. Але в середньому, для інженерних цілей, використовуються спеціально розроблені таблиці середніх величин сонячної інсоляції для тієї або іншої місцевості. Витяг з такої таблиці для Закарпаття (за даними NASA) [7] наведено у табл. 3.1.

Цифри в таблиці 3.1 вказують на середню кількість сонячної енергії (в кВт*год), яке потрапляє на 1 квадратний метр горизонтальної поверхні протягом зазначеного місяця. Як можна помітити, кількість сонячної енергії падаючої на поверхню в літні місяці приблизно в 5-6 разів вище, ніж те, яке потрапляє на цю ж поверхню взимку. Ця обставина робить абсолютно неефективним роботу сонячних батарей на потреби опалення (тобто в період осінь-зима-весна).

Таблиця 3.1. Величина сонячної інсоляції для Закарпаття

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	За рік
Ужгород	35,03	53,48	93,31	120,9	155,31	159,3	162,75	149,42	99,9	62,62	36,89	27,28	1156,19

Для більш детального розрахунку нижче приведена таблиця середнього рівня сонячної радіації на добу в Закарпатті (табл. 3.2) [7].

Таблиця 3.2. Середній добовий рівень сонячної радіації в місті Київ

Середній добовий рівень сонячної радіації в Закарпатті (кВт*год/м.кв.*день)													
Середнє значення за місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Середнє річне значення
Київ	1,69	2,56	3,15	3,49	4,71	4,19	4,48	4,40	3,14	2,44	1,39	1,44	3,10

За допомогою даних, наведених у табл. 3.2 проводиться розрахунок фотоелектричної системи відповідно з середньорічною сонячною радіацією, тобто в деякі місяці буде більше енергії, ніж потрібно, а в інші - менше.

Важливо також відзначити, що наведені дані є середньостатистичними, тому реальні значення рівня сонячної радіації за конкретний рік можуть значно відрізнятися від середньостатистичних. Відповідно до цього і рентабельність та інші

вартісні характеристики системи гарантованого електроживлення на основі фото-батарей будуть відрізнятися від розрахованих.

Розрахунок номінальної потужності фотоелектричного модуля

З таблиці 3.2 взято дані про значення сонячної радіації за нас певний період і розділивши його на 1000, одержується так звана кількість пікогодин, тобто, умовний час, на протязі якого сонце світить з умовною інтенсивністю 1000 Вт/м².

Модуль потужністю P_w на протязі обраного періоду генерує наступну кількість енергії:

$$W = \frac{k \cdot P_w \cdot E}{1000}, \quad (3.10)$$

де E - значення інсоляції за обраний період, k -коефіцієнт рівний 0,85 влітку і 0,6 в зимовий період.

Виходячи зі значення сумарної потужності споживаної енергії і наведеної вище формули розраховується сумарна потужність модулів за наступною формулою:

$$P_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^n C_i \cdot P_i, \quad (3.11)$$

де C_i – кількість фотоелектричних модулів з однаковою потужністю P_i .

Знаючи значення сумарної потужності модулів, а також типи фотоелектричних модулів за потужністю можна розрахувати необхідну кількість модулів для забезпечення встановленої номінальної потужності.

Використовуючи фотоелектричні модулі різної потужності - 50 Вт, 70Вт, 80 Вт, 100 Вт, 150 Вт, тощо, можна побудувати генератор з необхідною номінальною потужністю. Якщо потреба в енергії становить, наприклад, 84 Вт, найкраще їй відповідає система з двох модулів по 50 Вт. Якщо загальна потужність модулів сильно відрізняється від розрахункової величини, потрібно користуватися або недостатньо потужним, або занадто потужним генератором. У першому випадку сонячна батарея не зможе задовольнити загальну потребу в енергії. У другому випадку буде накопичуватися надлишок електроенергії у акумуляторних батареях.

Сумарна кількість енергії, що може згенерувати фото-батарея на протязі гарантованого терміну експлуатації рівна:

$$W_{\text{сум}} = 25 \cdot \sum_{i=1}^{12} W_i, \quad (3.12)$$

де W_i – кількість енергії, згенерованої за i -тий місяць.

Термін експлуатації

Важливим чинником економічного аналізу є термін експлуатації фотоелектричної системи. Термін служби різних компонентів сонячного енергопостачання підраховані виробниками і споживачами на основі досвіду та експлуатації за останні роки:

- термін служби фотоелектричних панелей без помітного зниження ККД оцінюється в 20 ... 25 років. Каркаси і кріплення з алюмінію і нержавіючої сталі (використовуються в більшості фотоелектричних систем) - термін служби не нижче фотоелектричних модулів;
- акумулятор: в залежності від характеру режиму роботи (розряд не більше, ніж на 30%) середній термін служби складає від 4 до 10 .. 12 років;
- контролери заряду акумуляторів розраховані щонайменше на 10 - 15 років безремонтної експлуатації;
- інвертори зазвичай служать не менше 10 - 15 років. Багато виробників дають гарантійний термін експлуатації 5 років.

Вартісні характеристики системи електроживлення на основі фотобатарей.

Для прикладу обрано для розрахунку фотоелектричну систему на основі сонячних батарей типу BYD 230P6-30 (230 Вт) – 10 шт., сумарна номінальна потужність яких складе 2,3 кВт. Ціна такої установки з інвертором (Xantrex 4,0 KVA 24VDC 230VAC XW4024E), контролером заряду (Xantrex XW-MPPT 60-150), а також акумуляторними батареями ємністю по 200 А*год кожна (SunLightSPb 12-200 – 4 шт.) буде складати 141870,00 грн.

Також варто зазначити, що гарантований термін експлуатації описаної вище системи становить 25 років (при використанні потужності не менше 80%).

Згідно технічної документації наведеної фотоелектричної системи витрати на обслуговування на протязі терміну експлуатації системи можуть досягати приблизно 14000 грн.

Використовуючи дані, представлені різними виробниками фото-електричних панелей та обладнання для систем гарантованого електроживлення на основі фотобатарей, побудовано залежність вартості обладнання від номінальної потужності генераторної установки. Дана залежність представлена на рис. 3.3.

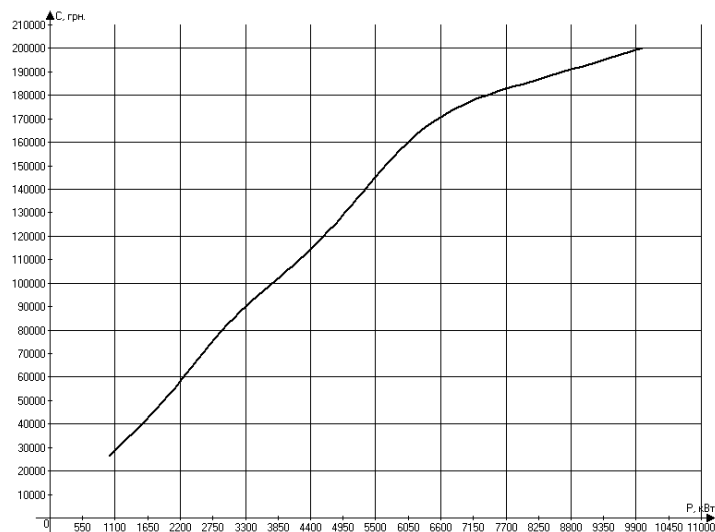


Рис. 3.3. Залежність питомої вартості обладнання від номінальної потужності генераторної установки

Використовуючи формулу (3.1) обчислено питому вартість обладнання обраної енергетичної установки:

$$B_{\text{пит}} = \frac{K_{\text{уст}}}{P_{\text{н}}} = \frac{141870}{2,3} = 61682,61 \frac{\text{грн}}{\text{кВт}}.$$

Використовуючи формулу (3.12) та дані, наведені у табл. 3.2 сумарна генерована потужність установки за весь гарантований термін експлуатації рівна:

$$W_{\text{сум}} = 25 \cdot \sum_{i=1}^{12} W_i = 65282 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

На основі наведених даних (ціни системи гарантованого електроживлення, вартості обслуговування, терміну експлуатації, номінальної потужності) та формули (3.7) ціна одного кВт*год генерованої даною системою енергії буде рівною:

$$C_{уст.середн.} = \frac{\frac{K_3}{T_{експ}} \cdot t + C(t)}{\int_0^t P_{ген}(t) dt} = \frac{\frac{141870}{25} \cdot 25 + \frac{14000}{25} \cdot 25}{65282} = 2,39 \text{ грн.}$$

Залежність ціни одного кВт*год генерованої даною системою енергії від часу використання установки зображена на рис. 3.4.

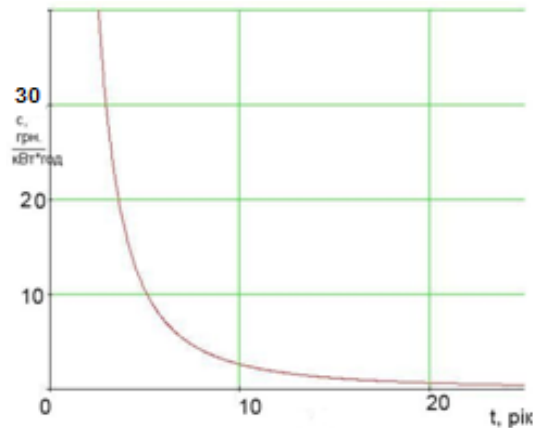


Рис. 3.4. Графік залежності ціни 1 кВт*год генерованої енергії на протязі гарантованого терміну експлуатації

3.1.3. Техніко-економічні показники ВДЕ на основі вітрогенератора

Система гарантованого електроживлення на основі вітрогенератора є особливо вигідною для наступних груп споживачів електричної енергії:

- Об'єкти не підключені до загальної електромережі або підключення є дорогим через віддаленість об'єкту або недолік потужності найближчих мереж. У цьому випадку установка автономної системи є вигідною просто в силу того, що капітальні витрати на установку будуть рівні або нижче вартості підключення до загальної мережі.

- Об'єкти, що підключені до існуючих електромереж, але оплачують електроенергію за високими тарифами. Це можуть бути об'єкти юридичних осіб або фізичні особи з договорами приватної постачання електроенергії для котеджних селищ чи віддалених об'єктів.

- Об'єкти, що підключені до існуючих електромереж, але де напруга в мережах є низькою або є проблема частих відключень і стрибків напруги. У цьому випадку

головною вигодою будуть не гроші, а якість електроенергії та її стабільність. Установка вітряної системи виявиться недешевим рішенням, але відсутність необхідності оплати зростаючих рахунків за електроенергію буде поступово компенсувати витрати на установку.

Принципово при оцінці вартісних характеристик вітрогенератора у порівнянні з такою оцінкою фотогенератора існує відмінність у способі отримання енергії, а також факторів, що впливають на генерацію установкою енергії. Для оцінки вітрогенератора достатніми параметрами є:

Номінальна потужність $P_{ном}$ [Вт, кВт] - потужність, що розвивається вітроустановкою при розрахунковій швидкості вітру;

Розрахункова швидкість вітру V_P [м / с] – така швидкість вітру, за умови якої досягається значення номінальної потужності;

Діаметр вітротурбіни D [м] – ефективний діаметр вітрової турбіни. Для екзотичних типів ВГ інші розміри, виходячи з яких обчислюється площа вітроприймального пристрою;

Генерація енергії за місяць W_m [кВт • год] - величина, що залежить від середньої швидкості вітру;

Середня потужність P_{cp} [кВт] - потужність, при безперервному підтриманні якої, генерація енергії за місяць дорівнює реальній.

Потужність вітроустановки обчислюється за допомогою наступної формули:

$$P_{BEV} = \eta \cdot P_T, \quad (3.13)$$

де η - коефіцієнт корисної дії генератора і трансмісії (звичайно дорівнює 0.8 - 0.9); P_T - потужність вітротурбіни.

Потужність турбіни складає:

$$P_T = \xi \cdot P_{\Pi}, \quad (3.14)$$

де ξ - коефіцієнт вітровикористання. Принципово відрізняється від ККД тим, що вітровий потік, яким огинається турбіна, при проходженні крізь лопасті не зупиняється повністю, тобто не віддає всю свою енергію лопастям турбіни. За різними теоріями максимальне значення коефіцієнта вітровикористання ідеального

пристрою становить 0.59 - 0.68 [70], оскільки у випадку ситуації, коли у потоку відбирається 100% енергії - потік повинен повністю зупинитися, що вже суперечить його наявності. Реальний коефіцієнт вітровикористання добре спроектованої турбіни складає 0,4-0,55; P_{Π} - потужність вітрового потоку, що проходить через огинаючу площу вітротурбіни.

Потужність потоку обчислюється за наступною формулою:

$$P_{\Pi} = \frac{(\rho V^3)}{2} \cdot S, \quad (3.15)$$

де ρ - щільність повітря (стандартне значення 1.225 кг/м³); V - швидкість незбудженого вітрового потоку; $S = \pi D^2 / 4$ - площа, що огинається.

При розрахунку місячної вироблення енергії приймаються наступні допущення:

- Потужність вітроустановки при швидкості вітру нижче розрахункової пропорційна кубу швидкості вітру

$$P = P_{ном} \cdot \left(V / V_p \right)^3, \quad (3.16)$$

де V_p - розрахункова швидкість вітру;

- Потужність вітроустановки при швидкості вітру вище розрахункової дорівнює номінальній (обмежується системою управління або потужністю генератора);

- Розподіл швидкостей вітру по часу підпорядковується закону Гауса

$$p = A \cdot e^{-\pi A^2 (V - V_0)^2}, \quad (3.17)$$

де V_0 - середня швидкість вітру; A - параметр, що залежить від V_0 .

У табл. 3.3 наведені значення A , визначені на базі статистичних даних [71].

Таблиця 3.3. Таблиця відповідності середньої швидкості вітру та параметра A

Середня швидкість вітру V_0 , м/с	3	4	5	6
Параметр A	0.228	0.185	0.165	0.15

Таким чином, середня потужність вітроустановки залежно від її розрахункової швидкості і середньої швидкості вітру складає:

$$P_{CP} = \int_0^{\infty} P_{ном} \cdot \left(\frac{V}{V_p} \right)^3 \cdot A \cdot e^{-\pi A^2 (V - V_0)^2} dV. \quad (3.18)$$

Відповідно, генерація енергії за місяць буде дорівнює:

$$W_M = P_{CP} \cdot K, \quad (3.19)$$

де K – кількість днів у місяці.

Для прикладу обрано систему вітрогенераторної установки на базі вітрогенератора WE5000 (Wind 7) – 5,1 кВт, блоку керування та заряду WE-CB40, однофазного синусного інвертора WE-PSW7F1 (7кВт, 240VDC, 230VAC50HZ (110VAC 60HZ), однофазного зарядного пристрою WE-CD12F1 та блоку акумуляторних батарей 12V100Ah (Total 20шт. x 12V x 100Ah=24000 watt/h). Загальна ціна такої системи електроживлення на основі вітрогенератора складає 175633,00 грн та вартість обслуговування становить приблизно 18000 грн.

Використовуючи формулу (3.1) можна обчислити питому вартість обладнання обраної енергетичної установки:

$$B_{\text{нум}} = \frac{K_{\text{уст}}}{P_{\text{н}}} = \frac{175633}{5,1} = 34438 \frac{\text{грн}}{\text{кВт}}.$$

Використовуючи формулу (3.18), (3.19) та дані статистики метеорологічної служби про середні значення швидкості вітру на протязі року сумарна генерована потужність установки за весь гарантований термін експлуатації рівна:

$$W_{\text{сум}} = 25 \cdot \sum_{i=1}^{12} W_i = 467900 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

На основі наведених даних (ціни системи гарантованого електроживлення, вартості обслуговування, терміну експлуатації, номінальної потужності) та формули (3.7) ціна одного кВт*год генерованої даною системою енергії буде рівною:

$$C_{\text{уст.середн.}} = \frac{\frac{K_z}{T_{\text{експ}}} \cdot t + C(t)}{\int_0^t P_{\text{ген}}(t) dt} = \frac{\frac{175633}{25} \cdot 25 + \frac{18000}{25} \cdot 25}{467900} = 0,41 \text{ грн}.$$

Залежність ціни одного кВт*год генерованої даною системою енергії від часу використання установки зображена на рис. 3.5.

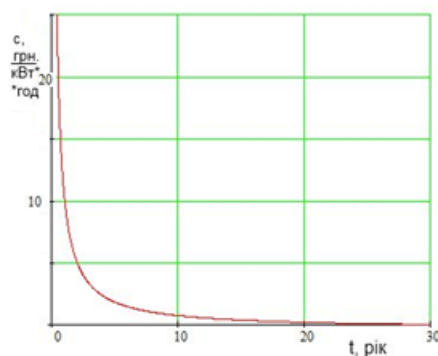


Рис. 3.5. Ціна 1 кВт*год генерованої енергії системою електроживлення на основі вітрогенератора

3.1.4. Техніко-економічні показники на основі мікротурбіни

Порівняно з оцінкою вартісних характеристик фотогенератору та вітрогенератору для мікротурбіни існують суттєві відмінності. Це в основному пов'язано із тим, що мінімальною робочою потужністю мікротурбінної установки, яка серійно випускається є 30 кВт (тобто потребується обслуговуючий персонал, або витрати на обслуговування), а також для її функціонування необхідне паливо, що в свою чергу тягне врахування багатьох інших факторів. Мікротурбінна установка є досить вигідним джерелом енергії для систем гарантованого електроживлення, оскільки за своїм принципом роботи вона не залежить від зовнішніх природніх умов на відміну від фотогенератору та вітрогенератору. Принцип дії мікротурбіни дозволяє використовувати поєднання системи з дизельним генератором, що значно розширює функціональність установки.

Обсяг капіталовкладень у варіант системи електропостачання від мікротурбінної станції, що працює на біомасі, залежить від наступних показників: варіанти виконання газогенераторної установки, витрат на транспортування обладнання, видатки на будівельно-монтажні, пусконаладжувальні, проектно-конструкторські роботи.

Для прикладу обрано серійну мікротурбінну газодизельну систему Capstone C30 зі встановленою потужністю 30 кВт. Її вартість складає 1204000 грн., термін експлуатації – 20 тис. годин.

Використовуючи формулу (3.1) можна обчислити питому вартість обладнання обраної енергетичної установки:

$$B_{\text{nut}} = \frac{K_{\text{уст}}}{P_n} = \frac{1204000}{30} = 40133 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт}}.$$

Враховуючи розхід палива на генерацію встановленої потужності для даної установки – 12 м³, а також витрати на обслуговування, що за технічними умовами становлять 10% від загальної вартості, а також ціну на газ для промислових споживачів, що на даний момент становить 10208 грн. за 1000 м³ розраховано собівартість 1 кВт*год генерованої енергії за наступною формулою:

$$\begin{aligned} C_{\text{уст.середн.}} &= \frac{K_z + 0,15 \cdot K_z + C(t) + 0,4687 \cdot 12 \cdot t}{\int_0^t P_{\text{ген}}(t) dt} = \\ &= \frac{1204000 + 0,15 \cdot 1204000 + 1,0208 \cdot 12 \cdot 2 \cdot 10^5}{5 \cdot 10^6} = 0,77 \text{ грн.} \end{aligned}$$

3.1.5. Техніко-економічні показники системи електроживлення на основі дизель-генератора

Дизель-генератор використовується у системах гарантованого електроживлення у якості гарантованого джерела електричної енергії. Враховуючи відносно високу ціну на дизельне паливо, використання дизель-генератора у якості джерела електричної енергії, звичайно, не є рентабельним. Проте його застосування викликане необхідністю гарантованого енергозабезпечення навантажень незалежно від зовнішніх умов.

Для прикладу розрахунку вартісних характеристик обрано дизель-генератор Matarі— 5GF-LDE — 5 кВт виробництва Японії. Його вартість складає 9861 грн., номінальна потужність 5 кВт, розхід пального 1,3 л/год.

Використовуючи формулу (3.1) можна обчислити питому вартість обладнання обраної енергетичної установки:

$$B_{\text{nut}} = \frac{K_{\text{уст}}}{P_n} = \frac{9861}{5} = 1972 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт}}.$$

Враховуючи ціну на дизельне паливо вартість 1 кВт*год генерованої електроенергії становить приблизно 2,6 грн./кВт*год .

3.1.6. Порівняльний аналіз техніко-економічних показників для різних типів джерел

На основі приведених вище даних та проведених розрахунків можна побудувати результуючу порівняльну таблицю ефективності використання системи електроживлення на основі ВДЕ [6-11].

Порівняльна таблиця ефективності використання системи електроживлення на основі різних джерел наведена у табл.3.4.

Таблиця 3.4. Порівняльна ефективності на основі різних джерел електроенергії

Тип відновлюваного джерела Показник	Фотогбатаря	Вітрогенератор	Мікротурбіна (газогенератор)	Дизельгенератор
Вартість обладнання, тис. грн.	141,87	175,633	1204	9,8
Номінальна потужність установки, кВт	2,3	5,1	30	4,5
Питома вартість обладнання (тис.грн./кВт)	61,682	34,438	40,133	1,9
Термін експлуатації (роки)	25	25	-	-
Середня собівартість генерації енергії (грн./кВт*год)	2,39	0,41	0,77	2,6
Термін окупності (роки)	16	18	-	-

Внаслідок приведенного аналізу можна зробити висновок, що найбільш економічно доцільним і ефективним є використання джерел електроживлення в мережі MicroGrid на основі вітрогенератора та поєднання системи ФБ та дизельгенераторів.

3.2 Вироблення рекомендацій та алгоритму по встановленню тарифів та обсягів збуту на балансуєчому ринку MicroGrid

На рис.3.6 наведена система керування на ринку електроспоживання, завдяки якій споживач може розрахувати ціну на електроенергію та об'єм продажу.

Збір інформації для розрахунку ціни на електроенергію та об'єм продажу здійснюється з трьох джерел інформації:

- 1) дані, які споживач вводить ($K_{уст}$, $K_{пр}$, $K_{мон}$, $C(t)$, $T_{експ}$);
- 2) дані з датчиків у мікропроцесорній системі керування (МСК);
- 3) дані про характеристику ринку, які отримуються з інтернету чи з інших джерел інформації.

Зібрані дані, які сам споживач вводить ($K_{уст}$, $K_{пр}$, $K_{мон}$, $C(t)$, $T_{експ}$) надходять до наступного блоку, у якому відбувається розрахунок за формулою (3.3) загальні капіталовкладення K_3 . Після цього інформація надходить до блоку розрахунку ціни на електроенергію та об'єм продажу.

Зібрані дані з датчиків у мікропроцесорній системі керування (МСК) надходять до блоку розрахунку наступних параметрів: $P_{ген}$, $P_{АБ}$ (потужність акумуляторної батареї), $P_{спож}$ (потужність, яку споживає навантаження) та $W=t(P_{ген} - P_{спож})$ (залишкова електроенергія, яку можна продати, тобто обсяг збуту). Після цього інформація надходить до блоку розрахунку ціни на електроенергію та об'єм продажу.

Зібрані дані про характеристику ринку надходять до наступного блоку, у якому можна побачити попит на електроенергію на ринку. Після цього інформація надходить до блоку розрахунку ціни на електроенергію та об'єм продажу.

У блоці розрахунку ціни на електроенергію та об'єм продажу розраховується ціна на електроенергію для даного споживача та обсяг збуту електроенергії.

Далі споживач сам обирає продавати/ купувати електроенергію.

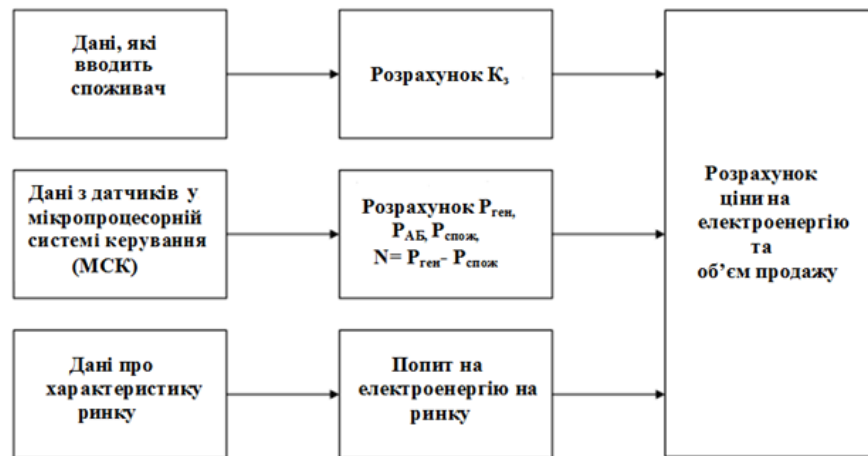


Рис.3.7. Система керування на ринку електроспоживання



Рис. 3.7. Методи ціноутворення

Для розрахунку ціни було розглянуті наступні методи ціноутворення [72], які показані на рис. 3.7.

Аналіз методів ціноутворення показав, що найефективнішим для розрахунку вартості електроенергії - метод максимізації поточного прибутку, оскільки

оснований на законі попиту. За даним методом умовний тариф розраховується за наступною формулою [72]:

$$\text{Ц} = \text{C}_{\text{уст}}(t) + \frac{\text{H}_{\text{пр}} \cdot \text{K}_{\text{інв}}}{100 \cdot N}, \quad (3.20)$$

де $\text{H}_{\text{пр}}$ - бажана норма прибутку у відсотках; $\text{K}_{\text{інв}}$ - величина інвестованого капіталу; N - запланований обсяг збуту.

Алгоритм починається з вводу даних споживачем, які стосуються вартості комплексу обладнання ($\text{K}_{\text{уст}}$), вартості проектних робіт ($\text{K}_{\text{пр}}$), вартості монтажу ($\text{K}_{\text{мон}}$), експлуатації ($\text{C}(t)$) та бажаний прибуток $\text{H}_{\text{пр}}$. Після вводу цих даних проводиться розрахунок загальних капіталовкладень K_z за формулою (3.3).

Наступним кроком є розрахунок генерованої енергії $W_{\text{ген}}$. Це значення отримуємо з МК, до якого підключені датчики струму та напруги.

Після збору всі необхідних значень проводиться розрахунок собівартості за формулою (3.8).

Далі знову споживач вводить свої дані про інвестиційний капітал ($\text{K}_{\text{інв}}$), так як він не завжди є, то споживачем дається вибір: або вписати значення, або пропустити цей крок.

Після цього проводиться розрахунок споживаної енергії $W_{\text{спож}}$. Це значення отримуємо з МК, до якого підключені датчики струму та напруги. Далі проводиться розрахунок часу підключення, який проводиться за допомогою таймера, встановленого в МК, та обсягу збуту, який розраховується за формулою:

$$N = W_{\text{ген}} - W_{\text{спож}}. \quad (3.21)$$

Отже, зібрані всі необхідні дані для розрахунку ціни на електроенергію для споживача. Кінцевим етапом алгоритму є визначення ціни.

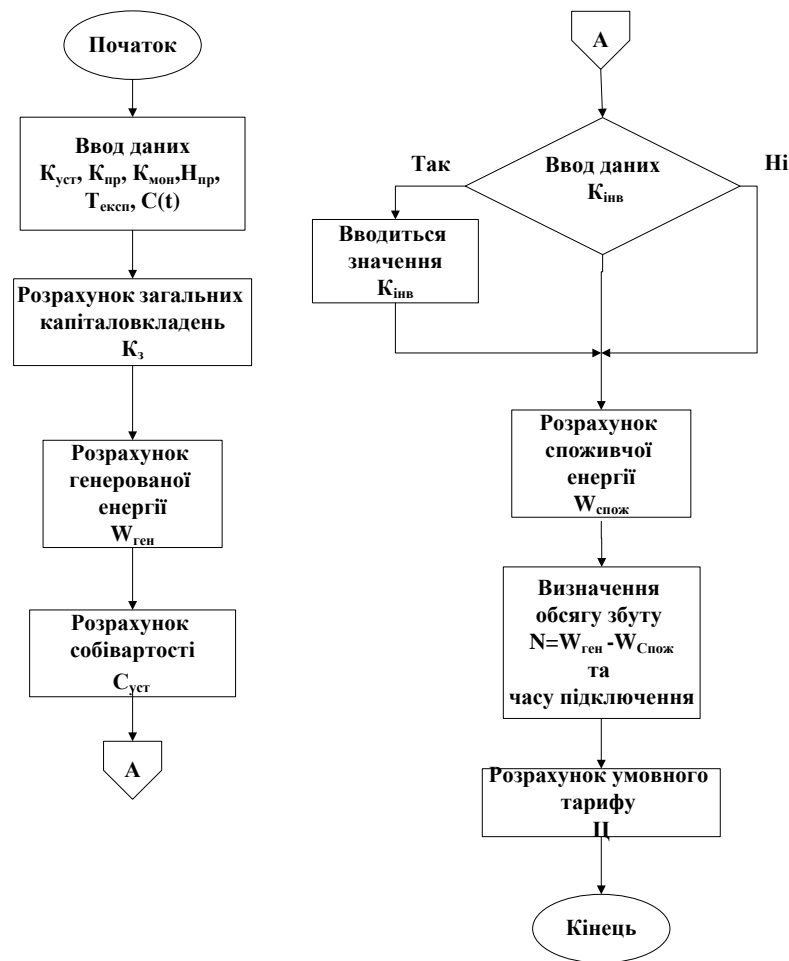


Рис.3.8. Алгоритм розрахунку ціни на електроенергію

Даний алгоритм дозволяє розрахувати умовний тариф для різних типів джерел.

Висновки до третього розділу

1. При реалізації керування генераторами та навантаження системи MicroGrid важливим кроком є визначення умовного тарифу електроенергії, що споживається від ВДЕ. Показано переваги запропонованої моделі визначення умовного тарифу на електроенергію внаслідок зниження вимог до часу обчислення ціни та можливості визначення заздалегідь.

2. Проведений огляд та порівняння ефективності використання системи електроживлення на основі різних джерел електроенергії показав, що найбільш економічно доцільним і ефективним є використання джерел електроживлення в мережі MicroGrid на основі вітрогенераторів та поєднання системи ФБ та дизельгенераторів.

РОЗДІЛ 4. КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ ЗА ВАРТІСНИМИ КИТЕРІЯМИ НА БАЗІ ПРОГНОЗУ

4.1. Системи керування в MicroGrid

Системи керування в MicroGrid являють собою інформаційно-управляючі системи, що забезпечують координоване управління розподіленими енергоресурсами, засобами управління режимом і конфігурацією мережі, а також локальними комплексами управління навантаженням [73]. Перевагами застосування таких систем є [74]:

- оптимізація витрат енергоресурсів за рахунок автоматичного управління розподіленими енергоресурсами;
- скорочення втрат і підвищення якості електроенергії за рахунок координованого регулювання напруги та реактивної потужності;
- можливість надання послуг агрегатора (торгівельного майданчика) на ринку електроенергії за рахунок забезпечення алгоритмів віртуальної електростанції і управління навантаженням;
- оптимізація витрат палива і зносу обладнання за рахунок поліпшених алгоритмів прогнозування навантаження і використання ВДЕ;
- зниження експлуатаційних витрат і капітальних витрат за рахунок контролю експлуатаційних меж роботи і технічного стану обладнання;
- масштабованість і сумісність з вже існуючими системами управління.

1. Рівень енергосистеми споживачів

1.1. для будівель і будинків - компактний контролер для оптимізації управління енергоджерела і навантаженнями будівлі / будинки.

1.2. для промисловості - резервована серверна платформа для моніторингу системи електропостачання, локальних засобів генерації й оптимізації витрат на енергоресурси промислових підприємств.

1.3. для зарядних станцій - шафи управління для оптимізації паралельної роботи багатьох станцій.

1.4.для центрів обробки даних - резервована серверна платформа для моніторингу системи електропостачання і зниження витрат на енергоресурси.

2. Рівень локальних енергосистем

2.1.для енергокомпанії - централізована система координації роботи декількох AMIGO-S на підстанціях.

2.2.для підстанції - шафа для установки на підстанціях і забезпечення функцій локального регулювання.

2.3.для селищ - резервована серверна платформа для моніторингу системи електропостачання і зниження витрат на енергоресурси.

2.4.для агрегаторів - резервована серверна платформа для координованого управління розподіленими енергоресурсами і навантаженням безлічі споживачів.

3. Рівень ізольованих енергосистем

3.1.для моноострову - контролерну або серверну шафу для моніторингу системи електропостачання і зниження витрат на енергоресурси ізольованих енергосистем одного споживача.

3.2.для мултіостровів - централізована система управління для ізольованою енергосистеми громадського використання.

У табл. 4.1. наведено сценарії використання систем керування.

Таблиця 4.1. Сценарії використання систем керування

	Сценарій використання	Енергосистеми споживачів	Енергосистеми використанням мереж РСК	Ізольовані енергосистеми
1.	Надійність			
1.1	Локалізація і відключення пошкодженої ділянки, відновлення енергоживлення	резервована серверна платформа для промислових користувачів	для енергокомпаній та селищ	ізольовані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
1.2	Моніторинг технічного стану	енергоресурси промислових підприємств та	для енергокомпаній, селищ та	ізольовані енергосистем одного

	обладнання	резервовані серверні платформи для моніторингу систем	агрегаторів	споживача та енергосистеми громадського використання
1.3	Використання генераторів як балансує навантаження	енергоресурси промислових підприємств та резервовані серверні платформи для моніторингу систем	-	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
1.4	Використання генераторів на автономну роботу та повторна синхронізація з зовнішньою мережею після аварії	енергоресурси промислових підприємств та резервовані серверні платформи для моніторингу систем	для енергокомпаній та селищ	-
2.	Оптимізація витрат			
2.1	Оптимізація розподілення навантаження між енергоресурсами	для всіх рівнів енергосистем споживачів	для енергокомпанії та селищ	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
2.2	Оптимізація по критерію скорочення енерговтрат	для будівель, будинків та промислових підприємств	Для підстанцій локального регулювання	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
2.3	Керування за вартісним критерієм	промислові підприємства та проміжні станції	для енергокомпанії та селищ	-
3.	Продаж електроенергії			

3.1	Оптимізація використання енергоресурсів для можливості продажу електроенергії	промислові підприємства та проміжні станції	для селищ та агрегаторів	-
4.	Якість електроенергії			
4.1	Координоване керування напругою та реактивною потужністю	для будівель і будинків	Енергокомпанії, підстанції і локального регулювання та селищ	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
4.2	Керування частотою та активною потужністю (в ізолюваному режимі)	для будівель, будинків промисловості та центрів обробки даних	Енергокомпанії, підстанції і локального регулювання та селищ	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
5.	Додаткові можливості			
5.1	Можливість керування в ручному режимі	для всіх рівнів енергосистем споживачів	для всіх рівнів енергосистем споживачів	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
5.2	Керування графіком за	для промисловості	для енергокомпаній та селищ	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання
5.3	Індивідуальна участь на ринку електроенергії	для промисловості	для енергокомпаній та селищ	ізолювані енергосистем одного споживача та

				енергосистеми громадського використання
5.4	Участь на ринку електроенергії в якості агрегатора	для всіх рівнів енергосистем споживачів	для енергокомпаній та селищ	-
5.5	Дистанційне налаштування	для всіх рівнів енергосистем споживачів	для всіх рівнів енергосистем споживачів	ізолювані енергосистем одного споживача та енергосистеми громадського використання

Як показав аналіз табл. 4.1 алгоритми керування за вартісним критерієм розроблено для промислових підприємств, селищ та агрегаторів і не розроблено для споживачів окремих об'єктів MicroGrid.

У даній роботі розглядається такий аспекти керування за вартісним критерієм як максимізації прибутку від використання ВДЕ в ізолюваних системах та скорочення витрат споживача для будівель і будинків шляхом розробки алгоритмів управління джерелами і навантаженнями будівлі / будинків на базі прогнозу енергоспоживання та генерації електроенергії від ВДЕ, причому прогнозні значення постійно коригуються [75].

4.2. Постановка задачі керування за вартісним критерієм

Хай система MicroGrid містить генератори та навантаження, які мають n режимів роботи. Для визначення L інтервалів роботи обладнання необхідно методом перебору необхідно розглянути:

$$C = n^L \quad (4.1)$$

варіантів керування.

Розглянемо випадок найпростішої системи MicroGrid, що складається з сонячної батареї (режим роботи заданий наперед), акумуляторної батареї (2 режими

роботи: заряд та розряд), двох споживачів (по одному режиму роботи), та 24 інтервали управління обладнанням. Тоді, з урахуванням (4.1) кількість варіантів керування складатиме $C=n^L=4^{24}=3 \cdot 10^{14}$. При затраті 1нс процесорного часу на обчислення одного варіанту керування загальний час розрахунку складе $\tau = 3 \cdot 10^{14} \cdot 10^{-9} = 3 \cdot 10^5 \text{сек} = 84 \text{ години}$, що є неприпустимим навіть для сучасної комп'ютерної техніки. Тому, доцільним є використання спеціальних алгоритмів керування, замість методу перебору.

Вихідними для алгоритмів керування MicroGrid, крім кількості генераторів, навантажень та характеристик їх режимів, є прогноз споживання/генерації на певний період (наприклад, добу) та вартість електроенергії, що було розглянуто у попередніх розділах. Зазначимо, що прогнозні дані постійно коригуються у відповідності з виміряними даними у реальному часі, рис. 4.1



Рис. 4.1. Вихідні дані для керування MicroGrid

Критеріями оптимізації можуть бути мінімізація витрат споживача, максимізація прибутку від виробленої енергії ВДЕ або завдання забезпечення попиту в рамках максимуму виробленої енергії [75]. Задачі прогнозно-оптимального керування зведено в табл. 1.1.

Проблема оптимізації включає в себе параметри оптимізації, функції об'єкта та функцію обмеження та має загальний вигляд:

$$\begin{aligned} & \min_x f_0(x) \\ \text{при} \quad & f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (4.2)$$

або

$$\begin{aligned} & \max_x f_0(x) \\ \text{при} \quad & f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (4.3)$$

де $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ - вектор оптимізації,

$f_0(x)$ - цільова функція вартісного критерію, $f_0(x): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$

$f_i(x)$ – функції обмеження (умови), $i = 1, 2, \dots, m, f_i(x): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$

b_1, \dots, b_m встановлені значення обмежень.

Запис $f_i(x): \mathbb{R}^n$ означає, що множина $f_i(x)$ відноситься до простору \mathbb{R}^n дійсних рядків довжини n .

Залежність (4.2) описує задачу оптимізації вибору вектору x для заданого обмеження.

Областю значень D оптимізації є множина значень, для яких справедливо:

$$D = \bigcup_{i=1}^m \text{dom } f_i \quad (4.4)$$

де dom – обмежена підмножина значень даного типу(домен), \cup – знак об'єднання підмножин.

Твердження (4.4) існує і справедливо, якщо існує підмножина $x \in D$, яка задовольняє встановленим обмеженням. Отже, вектор x^* називається оптимальним рішенням (4.4), якщо він містить найменше цільове значення серед всіх можливих векторів, які задовольняють умову:

$$\forall z \in D \quad f_0(z) \geq f_0(x^*), \quad f_i(z) \leq b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (4.5)$$

таких, що $f_0(z) \geq f_0(x^*)$, де $\forall x \in D$, \forall –квантор загальності.

4.3. Керування MicroGrid за критерієм мінімізації витрат

Розглянемо задачу мінімізації витрат споживача MicroGrid та максимізації прибутку від ВДЕ для розумних будинків з точки зору споживача шляхом розробки алгоритмів управління джерелами і навантаженнями будівлі / будинків.

4.3.1. Джерела та змінні навантажень розумного будинку

Вся побутова техніка котеджу (будинку) розділяється на постійні та змінні прилади. Розглянемо приклад навантажень котеджу (будинку), що показано в табл.4.2.

Таблиця 4.2. Побутові прилади у котеджі (будинку)

Прилад	Категорія	Енергоспоживання (kW)
Радіо	постійний	0.015
Телевізор	постійний	0.040
Плита	постійний	1.500
Внутрішнє освітлення	постійний	0.040
Зовнішнє освітлення	постійний	0.040
Чайник	постійний	1.000
Вентилятор*	постійний	0.080
Зарядний пристрій	постійний	0.020
Холодильний	постійний	0.250
Праска	змінний	1.000
Обігрівач	змінний	2.000
DVD програвач	змінний	0.025
ПК	змінний	0.050

В якості джерел електроенергії для даного будинку виступають загальна мережа, ВДЕ та акумуляторні батареї (в режимі віддачі енергії).

4.3.2. Метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа

При побудові алгоритмів вмикання/вимикання навантажень (генераторів) з урахуванням режимів з максимізацією якоїсь величини (наприклад потужності чи прибутку) або мінімізацією, наприклад витрат використовуються математичні методи знаходження умовного локального екстремуму. Найпопулярніші з них є: метод золотого перерізу [86], метод Ньютона (далі розвинутий в метод хорд) [86], метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа (НКЛ) [87-90], Симплекс-метод [89]. Симплекс-метод використовується лише для максимізації лінійних виразів. Методи золотого перерізу, Ньютона та хорд є чисельними. Тому обрано метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа, який дає точний розв'язок та добре працює з виразами будь-якого порядку. Він дозволяє звести задачу на відшукування умовного екстремуму (екстремуму при заданих умовах) до задачі на знаходження безумовного екстремуму.

Вирішення задачі (4.3) в цьому випадку наступне:

Нехай потрібно знайти екстремум функції n змінних $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ при s умовах $g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, s$.

Вводячи s невизначених множників Лагранжа λ_i , будується функція Лагранжа

$$\Phi(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_s) = F(x_1, x_2, \dots, x_n) - \sum_{i=1}^s \lambda_i g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (4.6)$$

Задача знаходження умовного оптимуму зводиться до розв'язування системи $n+s$ рівнянь із $n+s$ змінними:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_s)}{\partial x_i} &= 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \\ \frac{\partial \Phi(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_s)}{\partial \lambda_i} &= g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, s \end{aligned} \quad (4.7)$$

Однак на практиці умови часто задаються нерівностями. Розглянемо випадок, коли у обмеженнях функції $z = f(x)$, яку треба максимізувати (мінімізувати), є нерівність типу $x_1 \leq x \leq x_2$, тобто треба знайти екстремум на функції на заданому

інтервалі. При накладанні такого обмеження максимум (мінімум) функції, що задовольняє обмеження, може або співпадати з одним із максимумів (мінімумів) функції, або лежати на межі обмеження.

Алгоритм розв'язку методом НКЛ із нерівностями у якості обмежень наступний:

- 1) Розв'язати задачу методом НКЛ, відкинувши всі нерівності, знайти локальні максимуми/мінімуми на всьому діапазоні;
- 2) Сформувати рівність або систему рівностей із обмежень, яка описуватиме контури фігури, обмеженої областю дозволених значень;
- 3) Підставити отриману рівність чи систему рівностей у основну задачу в якості додаткових обмежень, знайти максимальне/мінімальне значення функції, при необхідності додатково вирішивши новоутворену задачу методом НКЛ;
- 4) Вибрати із розв'язків, знайдених у п.1, ті, що задовольняють усі нерівності, вибрати розв'язок, при якому функція має максимальне/мінімальне значення;
- 5) Порівняти значення функції при розв'язках із п.3 та 4, вибрати розв'язок, при якому функція має максимальне/мінімальне значення.

Розглянемо задачі максимізації прибутку від ВДЕ та мінімізації витрат енергоспоживання та сумісну задачу.

4.4. Керування за вартісним критеріями для різних конфігурацій MicroGrid

4.4.1. Максимізація прибутку від ВДЕ в автономних системах

У рівнянні максимізації прибутку приймають участь такі складові:

1) Вартість енергії ВДЕ, яку отримує споживач з урахуванням ККД (зі знаком «+»), при умові, що ККД є змінним, хоча б на одному інтервалі роботи. У ККД входять також такі фактори, як вплив температури, кут повороту сонячних батарей, тощо. Якщо ККД є незмінним, пункт можна не враховувати, оскільки ця енергія буде константою, що не вплине на рівняння максимізації.

2) Вартість енергії, яку втрачає акумуляторна батарея при розряді (зі знаком «-»).

3) Вартість енергії, яка перетворюється в хімічну при заряді акумуляторної батареї (зі знаком «+»).

Основне рівняння має вигляд:

$$a_1 f_1(z_{11} \dots z_{1k}) + a_2 f_2(z_{11} \dots z_{1k}) + \dots + a_n f_n(z_{11} \dots z_{1k}) \rightarrow \max \quad (4.8)$$

де $a_1 \dots a_n$ – невідомі коефіцієнти, які показують, увімкнений чи вимкнений прилад (вони становлять 0 або 1);

$f_1 \dots f_n$ – функції, за допомогою яких обчислюється вартість енергії для кожного учасника системи MicroGrid. Причому, для деяких з них (наприклад, АКБ) використовується окрема функція на заряд і окрема на розряд;

$z_{11} \dots z_{1k}$ – фактори зовнішнього впливу, такі як температура, освітленість СБ, початковий заряд батарей, тощо.

Використовуються такі обмеження:

- 1) Умова балансу потужностей: $\Sigma P = 0$.
- 2) Коефіцієнти, що описують стан ВДЕ:
 $g = \{0; 1\}$, де 0 – вимкнено, 1 – ввімкнено.
- 3) Ціна на електроенергію завжди: $C \leq C_{\max}$
- 4) Температурні обмеження.
- 5) Інші обмеження, які диктує специфіка кожного ВДЕ.

У загальному вигляді рівняння максимізації прибутку на одному інтервалі має наступний вигляд:

$$C_o (P_o - P_n) \Delta t \rightarrow \max, \quad (4.9)$$

де C_o – ціна кВт год ВДЕ, P_o – потужність джерела електроенергії, P_n – споживана потужність навантаження, Δt – інтервал розглядання (за замовченням 1 година)

Складемо рівняння задачі максимізації прибутку на різних інтервалах:

- 1) Розглянемо один інтервал з одним ВДЕ та одним змінним навантаження (автономна робота без мережі)

$$\begin{cases} (\eta_{\partial} P_{\partial} - P_n) \Delta t C_{\partial} \rightarrow \max \\ \frac{P_n}{\eta_n} = \eta_{\partial} P_{\partial} \\ \eta_n P_n = \text{const} \end{cases} \quad (4.10)$$

На відміну від узагальненого рівняння (4.9) вираз (4.10) враховує η_{∂} - ККД джерела та η_n - ККД навантаження. Друге рівняння системи (4.10) є обмеженням задачі оптимізації (4.3), яке відображає умову балансу потужностей, тобто втрачаючи потужність P_{∂} , джерело віддає $\eta_{\partial} P_{\partial}$ навантаженню, яке, потребуючи потужність P_n , споживає $\frac{P_n}{\eta_n}$. Третє рівняння відображає те, що має витратитися певна потужність для виконання певного завдання на інтервалі.

Вихідними даними для розрахунку є прогнозоване значення потужності P_{∂} джерела ВДЕ та вартість електроенергії C_{∂} . У найпростішому випадку, що описується рівнянням (4.10) максимальний вигреш буде при мінімальному значенні P_n , яке відповідає третьому рівнянню системи (4.10)

2) Розглянемо один інтервал з кількістю ВДЕ - W та одним змінним навантаженням (автономна робота без мережі)

$$\begin{cases} (\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w} P_{\partial w} g_w - P_n) \Delta t C_{\partial w} \rightarrow \max \\ \frac{P_n}{\eta_n} = \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w} P_{\partial w} g_w \\ \eta_n P_n = \text{const} \end{cases} \quad (4.11)$$

де g_w - коефіцієнт використання w -го джерела. Можуть приймати значення в діапазоні $[0;1]$ і виступають у якості множників Лагранжа у рівнянні максимізації (4.8).

Значення g_w для первинних джерел ВДЕ, наприклад, фотогенераторів, приймають значення 0 – якщо джерело не використовується, або 1 – якщо використовується.

Для вторинних джерел, які можуть віддавати енергію в будь-який момент, наприклад хімічні джерела струму (АБ) g_w лежать в діапазоні $[0;1]$.

Перепишемо рівняння (4.11), в якому виділимо окремо первинні та вторинні джерела. Для цього для первинних джерел введемо функцію G_j , яка дорівнює 1, якщо первинне джерело P_{n0} підключено та 0, якщо відключено. Для вторинних джерел залишимо позначення g_w

$$\left\{ \begin{array}{l} (\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w} P_{\partial w} g_w + \sum_{j=0}^M G_j P_{n0j} - P_n) \Delta t C_{\partial w} \rightarrow \max \\ \frac{P_n}{\eta_n} = \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w} P_{\partial w} g_w \\ \eta_n P_n = \text{const} \end{array} \right. \quad (4.12)$$

3) Розглянемо постановку задачі для s інтервалів, первинних джерел M , вторинних джерел W та одного змінне навантаження на інтервалі

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^s (\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w,i} P_{\partial w,i} g_{w,i} + \sum_{j=0}^M G_{j,i} P_{n0j,i} - P_{n,i}) \Delta t C_{\partial w} \rightarrow \max \\ \frac{P_{n,i}}{\eta_{n,i}} = \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w,i} P_{\partial w,i} g_{w,i} + \sum_{j=0}^M G_{j,i} P_{n0j,i} \Big|_{i=1}^s \\ \eta_{n,i} P_{n,i} = \text{const} \Big|_{i=1}^s \end{array} \right. \quad (4.13)$$

Запис $\Big|_{i=1}^s$ означає, що відповідна умова (друге та третє рівняння 4.13) виконується для кожного i -го інтервалу (від 1 до s).

Рішення оптимізації (4.13) по Лагранжу містить наступні етапи:

1) складання рівняння функцій Лагранжа (4.6), в якому множники $g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}$ виступають як незалежні змінні:

$$\begin{aligned}
\Phi(g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}, \lambda 1_i, \lambda 2_i) = & \sum_{i=1}^s \left(\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n\partial j, i} - \sum_{k=0}^L U_{k, i} P_{nk, i} - \right. \\
& \left. - \sum_{p=0}^N V_{p, i} P_{ck, i} \right) \Delta t C_{\partial w, i} - \lambda 1_i \left(\sum_{k=0}^L \frac{U_{k, i} P_{nk, i}}{\eta_{nk, i}} + \sum_{p=0}^N V_{p, i} P_{ck, i} - \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n\partial j, i} \right) - \\
& - \lambda 2_i \left(\sum_{k=0}^L \eta_{nk, i} U_{k, i} P_{nk, i} - const_i \right)
\end{aligned} \tag{4.14}$$

У системі (4.14) максимальні значення статичних та змінних навантажень, їх ККД та потужність АБ відомі з характеристики системи MicroGrid. Значення потужностей первиних $P_{n\partial}$ є результатом прогнозу.

2) Множники $g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}$ знаходять при вирішенні системи алгебраїчних рівнянь:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Phi(g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}, \lambda 1_i, \lambda 2_i)}{\partial g_{w,i}} &= 0 \\
\frac{\partial \Phi(g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}, \lambda 1_i, \lambda 2_i)}{\partial G_{j,i}} &= 0 \\
\frac{\partial \Phi(g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}, \lambda 1_i, \lambda 2_i)}{\partial U_{k,i}} &= 0 \\
\frac{\partial \Phi(g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}, \lambda 1_i, \lambda 2_i)}{\partial V_{p,i}} &= 0 \\
\sum_{k=0}^L \frac{U_{k,i} P_{nk,i}}{\eta_{nk,i}} + \sum_{p=0}^N V_{p,i} P_{ck,i} &= \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n\partial j, i} \left[\begin{matrix} s \\ i=1 \end{matrix} \right] \tag{4.15}
\end{aligned}$$

Знайдені множники $g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}$ визначають коефіцієнти використання джерел та навантажень, при яких досягається максимальний прибуток від ВДЕ.

4.4.2. Мінімізація витрат на енергоспоживання для споживача

У рівнянні мінімізації витрат на енергоспоживання приймає участь вартість електроенергії від мережі.

Основне рівняння має вигляд:

$$b_1 q_1 + b_2 q_2 + \dots + b_n q_n \rightarrow \min \quad (4.16)$$

де $b_1 \dots b_n$ – невідомі коефіцієнти, які показують, увімкнений чи вимкнений прилад (вони становлять 0 або 1)

$q_1 \dots q_n$ – функції, за допомогою яких обчислюється вартість енергії від мережі.

Використовуються такі обмеження:

1) Умова балансу потужностей: $\Sigma P = 0$.

2) Інші обмеження, які диктує специфіка кожного навантаження.

У загальному вигляді рівняння мінімізації витрат на одному інтервалі має наступний вигляд:

$$C_M P_H \Delta t \rightarrow \min, \quad (4.17)$$

де C_M – вартість кВт за год електроенергії від мережі, P_H – споживана потужність навантаження, Δt – інтервал розглядання (за замовченням 1 година).

Складемо рівняння задачі мінімізації витрат на різних інтервалах:

$$\begin{cases} P_H \Delta t C_M \rightarrow \min \\ P_H = \text{const} \end{cases} \quad (4.18)$$

Для мережі та i змінних навантажень на інтервалі справедливо

$$\begin{cases} \sum_i k_i P_H \Delta t C_M \rightarrow \min \\ P_H = \text{const} \end{cases} \quad (4.19)$$

де k_i – коефіцієнти тарифікації.

Найбільш загальний випадок:

$$\begin{cases} \sum_i k_i \left(\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n \partial j, i} - P_{H, i} \right) \Delta t C_M \rightarrow \min \\ \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n \partial j, i} - P_{H, i} = \text{const} \end{cases} \quad (4.20)$$

Приклад розподілення коефіцієнтів тарифікації протягом доби представлено на рис. 4.2.

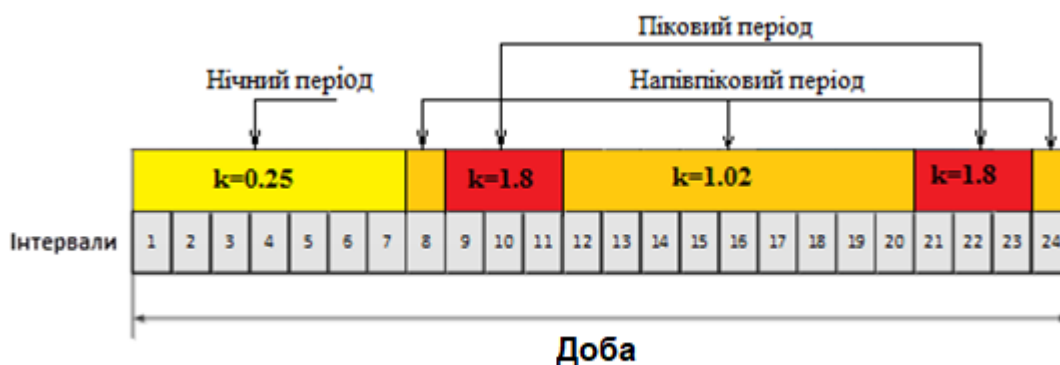


Рис.4.2. Приклад розподілення коефіцієнтів тарифікації протягом доби

У прикладі показано випадок із заздалегідь відомим розподіленням коефіцієнтів тарифікації протягом доби. Однак можливий більш складний випадок визначення тарифів, шляхом побудови динамічної моделі ціни на електроенергію для розподілених систем (у дисертації даний випадок не розглядається).

4.4.3. Мінімізація вартісних витрат на енергоспоживання при усуненні пікових навантажень та забезпеченні заданого добового електроспоживання

У рівнянні мінімізації витрат енергоспоживання при усуненні пікових навантажень приймає участь вартість електроенергії від мережі.

Основне рівняння матиме вигляд рівняння (4.16).

Використовуються такі обмеження:

- 1) Потужність навантаження завжди буде меншою за максимальну потужність.
- 2) Інші обмеження, які диктує специфіка кожного навантаження.

Розглянемо два варіанти:

1) Усунення пікових навантажень. Перенесемо пікове навантаження на період найменшого завантаження для зменшення енергоспоживання:

Для мережі та одного змінного навантаження на інтервалі справедливо:

$$\begin{cases} P_n \Delta t C_M \rightarrow \min \\ P_n < P_0 \end{cases} \quad (4.21)$$

де C_M - вартість кВт за год електроенергії від мережі, P_0 – максимальна потужність при піковому навантаженні.

2) Забезпечення заданого добового енергоспоживання. Нехай з вирішення задачі прогнозування енергоспоживання у мережі відоме добове електроспоживання.

Для мережі та i змінних навантажень на інтервалі справедливо:

$$\begin{cases} \sum_i k_i P_{ni} \Delta t C_M \rightarrow \min \\ P_{ni} < P_{0i} \end{cases} \quad (4.20)$$

де P_{0i} - граничне значення електроспоживання на i інтервалі

Найбільш загальний випадок:

$$\begin{cases} \sum_i k_i (\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n \partial j, i} - P_{n, i}) \Delta t C_M \rightarrow \min \\ \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w, i} P_{\partial w, i} g_{w, i} + \sum_{j=0}^M G_{j, i} P_{n \partial j, i} - P_{n, i} < P_{0i} \end{cases}$$

4.4.4. Мінімізація вартісних витрат на енергоспоживання та максимізація прибутку від ВДЕ

У рівнянні мінімізації витрат енергоспоживання та максимізації прибутку приймають участь такі складові:

- 1) Вартість енергії ВДЕ, яку отримує споживач з урахуванням ККД (зі знаком «+»), при умові, що ККД є змінним, хоча б на одному інтервалі роботи. В ККД входять також такі фактори, як вплив температури, кут повороту сонячних батарей, тощо. Якщо ККД незмінним, пункт можна не враховувати, оскільки ця енергія буде константою, що ніяк не вплине на рівняння максимізації.
- 2) Вартість енергії, яку втрачає акумуляторна батарея при розряді (зі знаком «-»).
- 3) Вартість енергії, яка перетворюється в хімічну при заряді акумуляторної батареї (зі знаком «+»).
- 4) Вартість електроенергії від мережі.

Основне рівняння має вигляд:

$$(a_1 f_1(z_{11} \dots z_{1k}) + a_2 f_2(z_{11} \dots z_{1k}) + \dots + a_n f_n(z_{11} \dots z_{1k})) - (b_1 q_1 + b_2 q_2 + \dots + b_n q_n) \rightarrow \min$$

(4.22)

Використовуються такі обмеження:

- 1) Умова балансу потужностей: $\Sigma P = 0$.
- 2) Коефіцієнти, що описують стан ВДЕ:
- 3) $g = \{0; 1\}$, де 0 – вимкнено, 1 – ввімкнено.
- 4) Ціна на електроенергію завжди: $C \leq C_{\max}$
- 5) Температурні «верхнє» та «нижнє» обмеження.
- 6) Інші обмеження, які диктує специфіка кожного ВДЕ.

У загальному вигляді рівняння на одному інтервалі має наступний вигляд:

$$C_d(P_d - P_n)\Delta t - P_n \Delta t C_M \rightarrow \min, \quad (4.23)$$

Розглянемо для різних випадків:

- 1) Один інтервал, мережа, одне ВДЕ, одне змінне навантаження:

$$\begin{cases} (\eta_o P_o - P_n) \Delta t C_{ВДЕ} - P_n \Delta t C_M \rightarrow \min \\ \frac{P_n}{\eta_n} = P_n + \eta_o P_o \end{cases} \quad (4.21)$$

- 2) Один інтервал, мережа, W ВДЕ, i змінних навантаження:

$$\begin{cases} (\sum_{w=0}^W \eta_{ow} P_{ow} g_w - P_n) \Delta t C_{cobw} - \sum k_i P_n \Delta t C_M \rightarrow \min \\ \frac{P_{ni}}{\eta_{ni}} = P_{ni} + \eta_o P_o \end{cases} \quad (4.22)$$

де k_i - коефіцієнти при тарифікації.

- 3) Декілька інтервалів s з W джерелами та L змінними навантаженнями

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^s (\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w,i} P_{\partial w,i} g_{w,i} + \sum_{j=0}^M G_{j,i} P_{n\partial j,i} - \sum_{k=0}^L U_{k,i} P_{nk,i}) \Delta t C_{\partial w,i} - \sum k_i P_n \Delta t C_M \rightarrow \min \\ \sum_{k=0}^L \frac{U_{k,i} P_{nk,i}}{\eta_{nk,i}} = \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w,i} P_{\partial w,i} g_{w,i} + \sum_{j=0}^M G_{j,i} P_{n\partial j,i} \Big|_{i=1}^s \\ \sum_{k=0}^L \eta_{nk,i} U_{k,i} P_{nk,i} = const \Big|_{i=1}^s \end{cases} \quad (4.23)$$

де U_i - коефіцієнт, що показує на яку частку від своєї максимальної потужності працює споживач на даному інтервалі.

Перепишемо рівняння (4.14), в якому виділимо окремо статичні та змінні навантаження. Для статичних навантажень коефіцієнт частки потужності позначимо як V_i , який дорівнює 1, якщо навантаження підключено та 0, якщо ні. Для змінних навантажень коефіцієнт U_i приймає значення в діапазоні $[0;1]$. Ці коефіцієнти можуть виступати у якості множників Лагранжа у рівнянні максимізації (4.8).

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^s (\sum_{w=0}^W \eta_{\partial w,i} P_{\partial w,i} g_{w,i} + \sum_{j=0}^M G_{j,i} P_{n\partial j,i} - \sum_{k=0}^L U_{k,i} P_{nk,i} - \sum_{p=0}^N V_{p,i} P_{ck,i}) \Delta t C_{\partial w,i} - \sum k_i P_n \Delta t C_M \rightarrow \min \\ \sum_{k=0}^L \frac{U_{k,i} P_{nk,i}}{\eta_{nk,i}} + \sum_{p=0}^N V_{p,i} P_{ck,i} = \sum_{w=0}^W \eta_{\partial w,i} P_{\partial w,i} g_{w,i} + \sum_{j=0}^M G_{j,i} P_{n\partial j,i} \Big|_{i=1}^s \\ \sum_{k=0}^L \eta_{nk,i} U_{k,i} P_{nk,i} = const \Big|_{i=1}^s \end{cases} \quad (4.24)$$

Економічний вигравш суттєво залежить від складу навантажень і генераторів, системи MicroGrid, режимів роботи навантажень, тарифних коефіцієнтів.

4.4.5. Приклад реалізації керування за вартісним критерієм для мінімізації витрат енергоспоживання з урахуванням тарифів

Розглянемо спрощену модель системи електроживлення розумним будинком, що складається з сонячної батареї та наступних навантажень: телевізору, електроплити, зарядного пристрою, холодильника, ПК. Нехай його діаграма керуючих коефіцієнтів має 5 інтервалів. Електроплита, зарядний пристрій, телевізор (модуль 1) працює лише на першому інтервалі, споживаючи 1.4 кВт. ПК та холодильник може працювати на будь-якому з інтервалів на будь-який відсоток від своєї потужності, проте сумарно холодильник має пропрацювати 0.2 інтервали

(наприклад один інтервал з потужністю 20%), а ПК – 1. Споживання ноутбука 80 Вт та холодильника по 500Вт.

При рішенні задачі оптимізації приймемо позначення коефіцієнтів, які показують, на яку частину від своєї максимальної потужності працюють системи на кожному з інтервалів наступними:

$V_{1,1...5}$ - для модуля 1;

$V_{2,1...5}$ - для ПК;

$V_{3,1...5}$ - для холодильника.

Сумарна кількість інтервалів, які мають пропрацювати холодильник та ПК дорівнюють 0.2 та 1 відповідно.

Приймемо початковий розподіл навантажень - модуль 1 згідно з обмеженням працює лише на першому інтервалі, ПК – на другому, ноутбук – на третьому.

Оскільки діаграма керуючих коефіцієнтів віддачі енергії сонячною батареєю та діаграма керуючих коефіцієнтів модуля 1 є відомими, їх потужності на кожному інтервалі є заданими наперед:

$$\begin{aligned} G_{1..5} &:= (15000, 15000, 15000, 15000, 15000); \\ V_{1,1..5} &:= (1400, 0, 0, 0, 0) \end{aligned} \quad (4.25)$$

Приймемо наступні коефіцієнти тарифікації:

$$k_1 = 1.8$$

$$k_2 = 1.8$$

$$k_3 = 1.8$$

$$k_4 = 1.02$$

$$k_5 = 1.02$$

Складемо рівняння для кожного інтервалу:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^5 k_i \cdot C_T \cdot t(P_{R_i} + P_{c_i} + P_{m_i}) = & k_1 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{1,1}} + P_{V_{2,1}} + P_{V_{3,1}}) + k_2 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,2}} + P_{V_{3,2}}) + \\ & + k_3 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,3}} + P_{V_{3,3}}) + k_4 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,4}} + P_{V_{3,4}}) + k_5 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,5}} + P_{V_{3,5}}) \rightarrow \min \end{aligned} \quad (4.26)$$

де C_T – ціна за тарифом.

Формуються обмеження, необхідні для виконання кожною системою своїх задач протягом необхідного часу:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^5 V_{2,i} = V_2 \\ \sum_{i=1}^5 V_{3,i} = V_3 \end{cases} \quad (4.27)$$

Загалом, система рівнянь має такий вигляд:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^5 k_i \cdot C_T \cdot t(P_{R_i} + P_{c_i} + P_{m_i}) = k_1 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{1,1}} + P_{V_{2,1}} + P_{V_{3,1}}) + k_2 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,2}} + P_{V_{3,2}}) + \\ + k_3 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,3}} + P_{V_{3,3}}) + k_4 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,4}} + P_{V_{3,4}}) + k_5 \cdot C_T \cdot t(P_{V_{2,5}} + P_{V_{3,5}}) \rightarrow \min \\ P_H = \text{const} \\ \sum_{i=1}^5 V_{2,i} = V_2 \\ \sum_{i=1}^5 V_{3,i} = V_3 \end{cases} \quad (4.28)$$

Складається функція Лагранжа (L):

$$L = \sum_{i=1}^5 (k_i \cdot C_T \cdot t(P_{V_{1,i}} + P_{V_{2,i}} + P_{V_{3,i}})) - \sum_{i=1}^5 \lambda_i [-P_H] - \lambda_c \left[\sum_{i=1}^5 V_{2,i} - V_2 \right] - \lambda_m \left[\sum_{i=1}^5 V_{3,i} - V_3 \right] \quad (4.29)$$

Функція Лагранжа диференціюється по всім змінним, та вирази, отримані в результаті диференціювання прирівнюються до нуля:

$$\begin{aligned}
\{1\} \quad & \frac{dL}{dV_2} = -\lambda_i P_{V_2} - \lambda_{V_2} = 0 \\
\{2\} \quad & \frac{dL}{dV_3} = -\lambda_i P_{V_3} - \lambda_{V_3} = 0 \\
\{3\} \quad & \frac{dL}{dP_{V_{1,i}}} = k_i \cdot C_M \cdot t \left(1 + \frac{P_{V_{2,i}}}{P_{V_{1,i}}} + \frac{P_{V_{3,i}}}{P_{V_{1,i}}} \right) = 0 \\
\{4\} \quad & \frac{dL}{dP_{V_{2,i}}} = k_i \cdot C_M \cdot t \left(\frac{P_{V_{1,i}}}{P_{V_{2,i}}} + 1 + \frac{P_{V_{3,i}}}{P_{V_{2,i}}} \right) = 0 \\
\{5\} \quad & \frac{dL}{dP_{V_{3,i}}} = k_i \cdot C_M \cdot t \left(\frac{P_{V_{1,i}}}{P_{V_{3,i}}} + \frac{P_{V_{2,i}}}{P_{V_{3,i}}} + 1 \right) = 0 \\
\{6\} \quad & \frac{dL}{d\lambda_{V_3}} = \sum_{i=1}^5 V_{2,i} - V_2 = 0 \\
\{7\} \quad & \frac{dL}{d\lambda_m} = \sum_{i=1}^5 V_{3,i} - V_3 = 0 \\
\{8\} \quad & \frac{dL}{d\lambda_i} = -P_H = 0
\end{aligned} \tag{4.30}$$

Систему лінійних алгебраїчних рівнянь було розв'язано методом Гауса [76]. З них вибирається такий, щоб значення втрат було мінімальним:

$$\lambda_i = 0.012, \quad \lambda_{V_2} = 0.0043, \quad \lambda_{V_3} = 0.027$$

$$V_{1,1\dots 5} := (1.4, 0, 0, 0, 0)$$

$$V_{2,1\dots 5} := (0, 0, 0, 0.2, 0)$$

$$V_{3,1\dots 5} := (0, 0, 0, 0.5, 0.5) \tag{4.31}$$

Оцінемо виграш від оптимізації системи. Сумарне добове електроспоживання неоптимізованої системи при прийнятних умовах початкового включення навантажень складає: $1,4 + 0,08 + 0,2 * 0,5 = 1,518$ кВт, а витрати ($C = 1.7$ грн/кВт):

$$C_{\text{неопт}} = C * (1,4 + 0,08 + 0,2 * 0,5) = C * 1,518 = 1.7 * 1,8 * 1,518 = 2,5 = 4.64 \text{ грн}$$

Після оптимізації згідно (4.31) маємо витрати:

$$C_{\text{опт}} = C * 1,4 + C * 4 * (0,2 * 0,5 + 0,5 * 0,08) + C * 5 * 0,5 * 0,08 = C(1,8 * 1,4 + 1,02 * (0,1 + 0,04) + 1,02 * 0,04) = C(2,52 + 0,1428 + 0,0408) = 2,7036$$

$$(C_{\text{неопт}} - C_{\text{опт}}) / C_{\text{опт}} = (2,7324 - 2,7036) / 2,7036 = 10,1 \%$$

Якщо б не було обмеження для модуля 1 працювати тільки на 1 інтервалі, то рішення задачі оптимізації було б:

$$V_{1,1...5} := (0,0,0,1.4,0)$$

$$V_{2,1...5} := (0,0,0,0.2,0)$$

$$V_{3,1...5} := (0,0,0,0.5,0.5)$$

Витрати:

$$C_{\text{опт}} = C_4 * 1.4 + C_4 * (0.2 * 0.5 + 0.5 * 0.08) + C_5 * 0.5 * 0.08 =$$

$$C(1.02 * 1.4 + 1.02 * (0.1 + 0.04) + 1.02 * 0.04 = C(1.428 + 0.1428 + 0.0408) = 1.6116$$

А виграш

$$(C_{\text{неопт}} - C_{\text{опт}}) / C_{\text{опт}} = (2.7324 - 1.6116) / 1.6116 = 69.5 \%$$

Таким чином, як показали розрахунки виграш в значною мірою залежить від обмежень на підключення навантажень та їх режимів роботи

Вище описаний метод було застосовано для даних енергоспоживання котеджних будинків для літніх, весняних, осінньо-зимових сезонів року [77]. Результати наведено на рис. 4.3 - 4.6 відповідно. Вхідні дані загального енергоспоживання, що використовуються в даних прикладах, взято з [77].

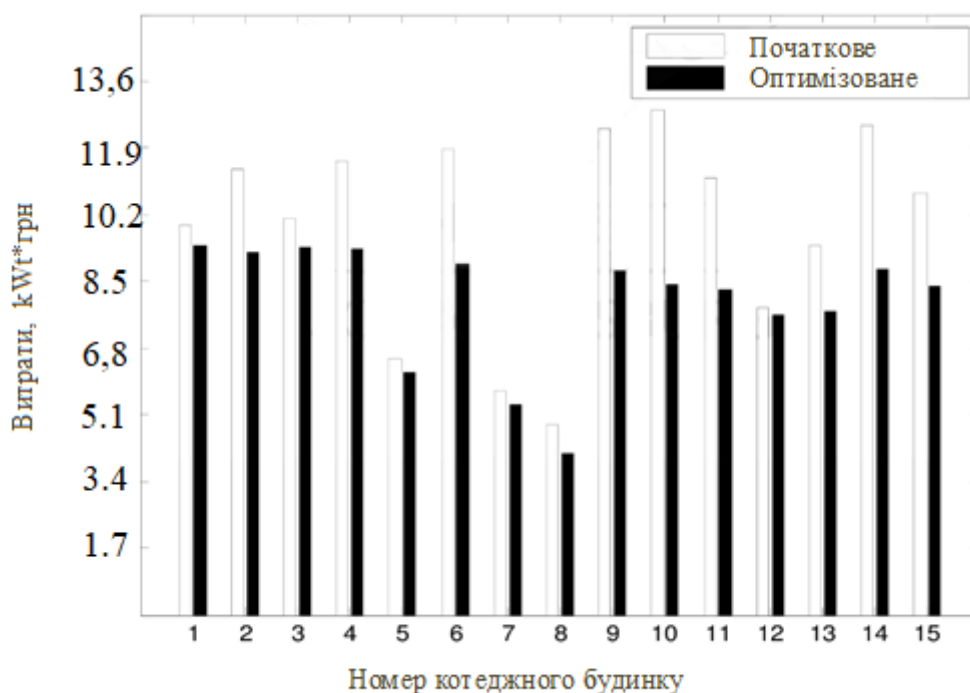


Рис. 4.3. Початкові та оптимізовані витрати (літо)

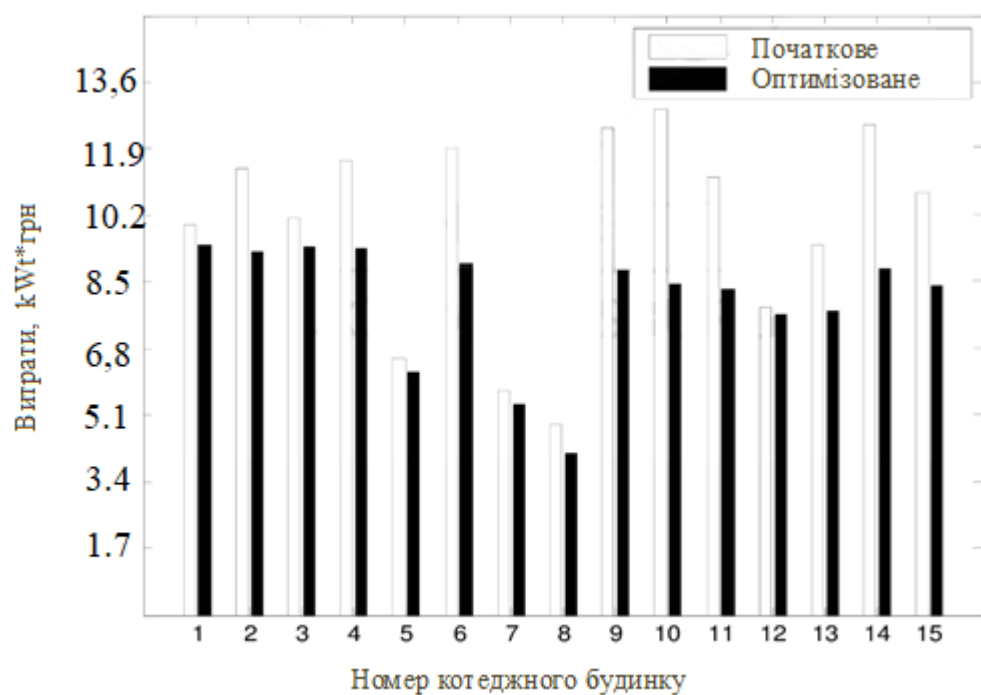


Рис. 4.4. Початкові та оптимізовані витрати (весна)

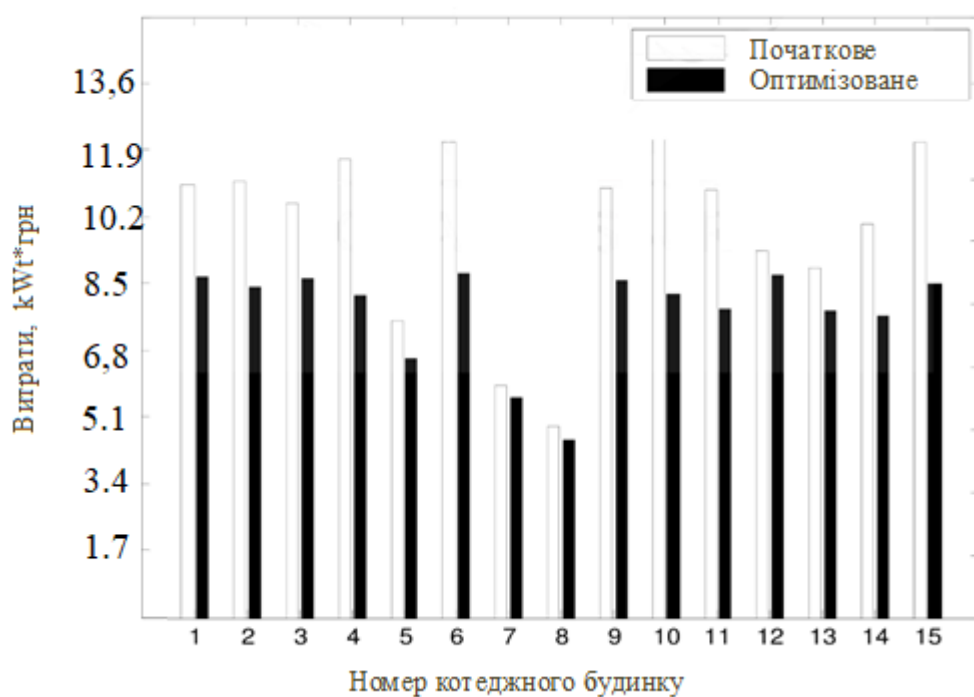


Рис. 4.5. Початкові та оптимізовані витрати (осінь)

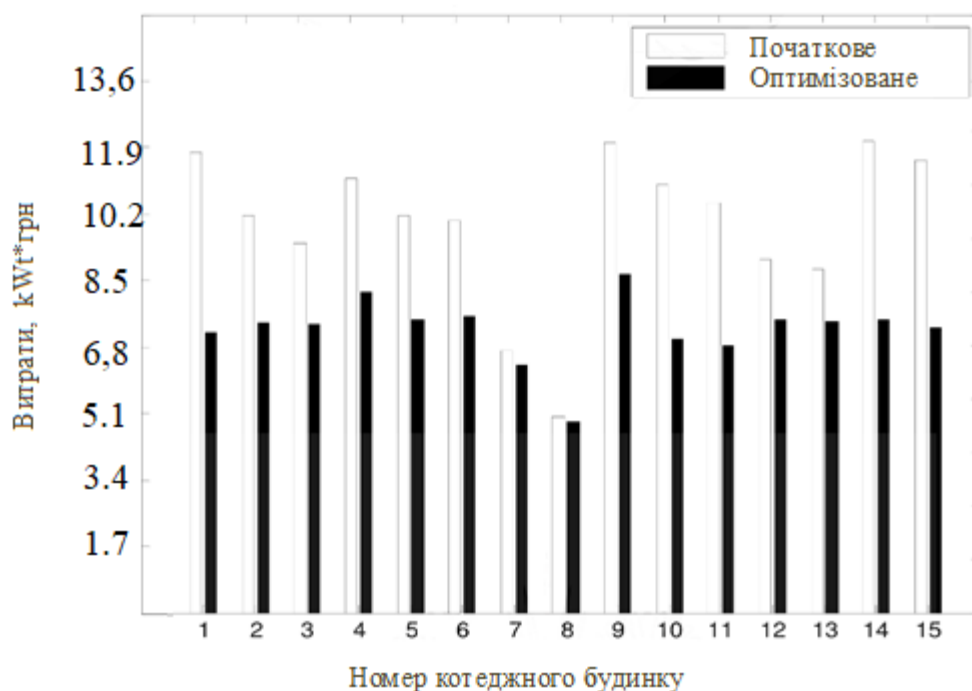


Рис. 4.6. Початкові та оптимізовані витрати (весна)

Результати свідчать про зменшення споживання енергії для всіх розглянутих когеджних будинків, у порівнянні з початковими значеннями споживання на 10-30%.

Наведено числові результати роботи оптимізаційного алгоритму для споживачів для перевірки виконаних теоретичних аналізів. Для тестування алгоритму було використано дані про енергоспоживання малих і середніх когеджних будинків [55]. Результати середнього енергоспоживання в літній та зимовий період представлені на рис. 4.7 та 4.8 відповідно для малих і середніх господарств. Рис. 4.7 та 4.8 підтверджують результати, що у всіх домогосподарств відзначається зниження попиту під час ранкових та вечірніх пікових моментів.

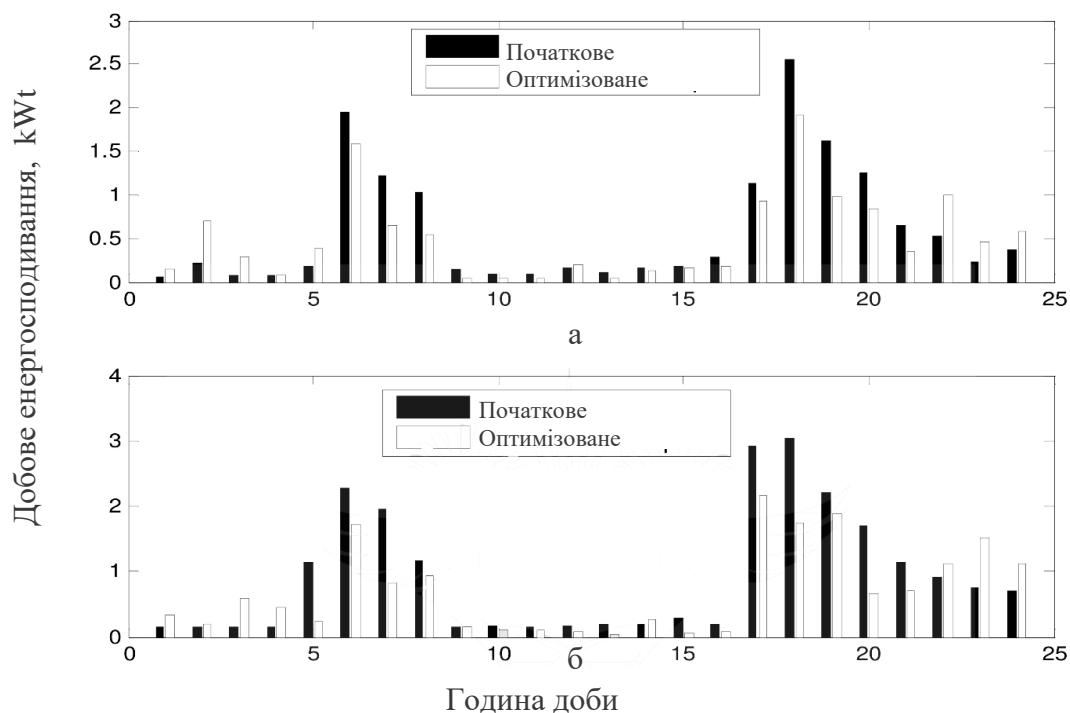


Рис.4.7. Енергоспоживання для малих котеджних будинків (а – влітку, б – взимку)

Середньодобові ранкові та вечірні пікові витрати було знижено приблизно на 37% (0,77 кВт*год) та 28% (0,76 кВт*год.) відповідно. Це означає, що алгоритм також призвів до скорочення викидів CO₂ від мережі, оскільки скорочення пікового попиту безпосередньо пов'язане з викидами вуглекислого газу [78,79]. Середньодобові ранкові та вечірні підвищення попиту також знижувались приблизно на 24% (0,60 кВт*год) та 32% (1,17 кВт-год.) відповідно.

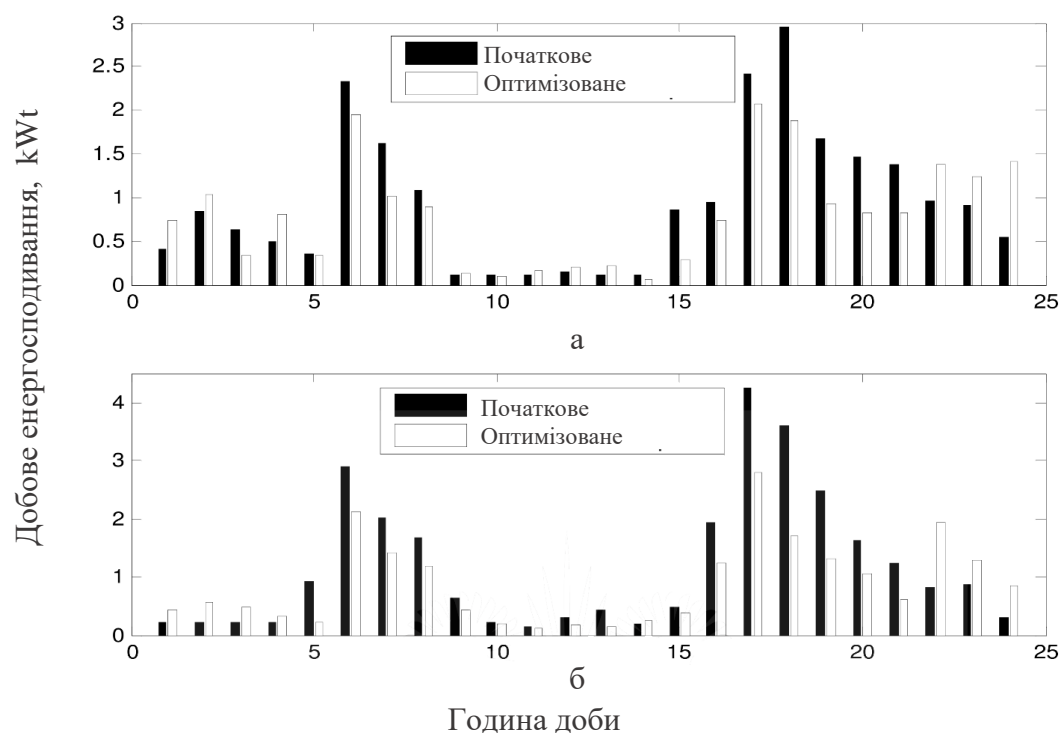


Рис.4.8. Енергоспоживання для середніх котеджних будинків (а – влітку, б - взимку)

Оскільки алгоритмом було заплановано більші енерговитрати в період низького попиту і, відповідно, більш низького рівня тарифів, і одночасно зменшивши попит у пікові години (високий тариф) вдалось зменшити витрати на енергоресурси. Середня годинна витрата енергії для домогосподарств зображена на рис. 4.9 та 4.10, відповідно.

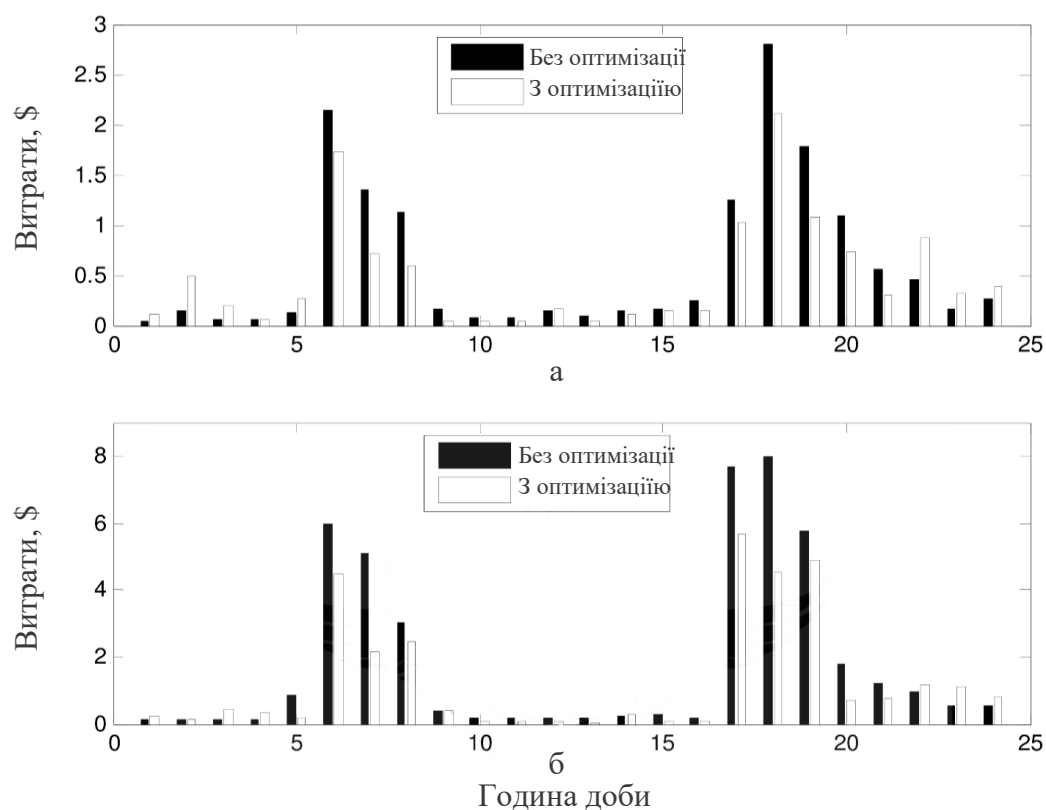


Рис. 4.9. Середні витрати на електропостачання малих котеджних будинків (а – влітку, б - взимку)

Як видно з результатів, алгоритм зекономив більше енергії у вечірніх пікових періодах, що часто є найбільш критичним часом попиту, розвантажуючи мережу та уникаючи споживання в період найдорожчого тарифу, таким чином, приносячи взаємну користь постачальнику та споживачам.

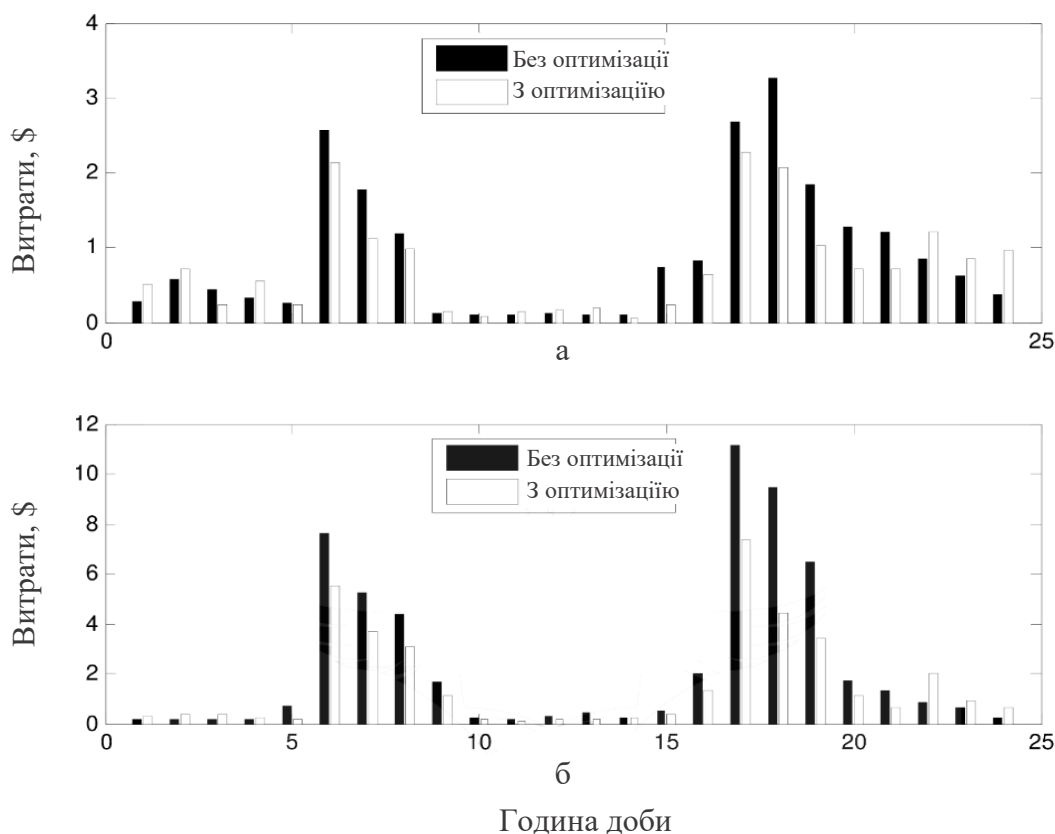


Рис. 4.10. Середні витрати на електропостачання малих котеджних будинків (а – літку, б - взимку)

Алгоритм оптимізації був підтверджений на реальних даних, доведено здатність знизити енергоспоживання домогосподарств відповідно на 33% та 28,5%.

4.5. Вплив параметрів якості перетворювачів на прибуток від ВДЕ

У рівнянні максимізації прибутку від ВДЕ (4.13) входять $\eta_{nk,i}$ - значення ККД k-го навантаження (перетворювача) на i-му інтервалі добової діаграми ($i=1 \dots 24$). Тому вплив ККД на прибуток можна знайти вирішивши рівняння (4.15) з іншими значеннями.

Рішення задачі оптимізації (4.13) по Лагранжу зводиться до розв'язку системи лінійних рівнянь (4.16) відносно змінних $g_{w,i}, G_{j,i}, U_{k,i}, V_{p,i}$, які визначають:

- коефіцієнт використання первинного джерела (1, якщо підключено та 0, якщо ні).

- коефіцієнт використання вторинного w-го джерела (в діапазоні $[0;1]$)
- коефіцієнт для статичних навантажень (1, якщо підключено та 0, якщо ні).
- коефіцієнт для змінних навантажень - споживана потужність навантаження (у діапазоні $[0;1]$).

У рівнянні позначено $\lambda 1, \lambda 2$ – множники Лапласа, які відповідають умовам (рівнянням 2 та 3 системи (4.13)).

Таким чином, рішення оптимізаційної задачі зводиться до рішення системи N лінійних алгебраїчних рівнянь з N невідомими, яку вирішують традиційними методами. На практиці з огляду великого значення N рішення системи доцільно передавати на сервер.

Для прикладу розглянемо рішення рівняння (4.10) на одному інтервалі для одного значення ККД навантаження і одного значення потужності:

$$\begin{cases} (\eta_o P_o g - P_{n,i} U) \Delta t C_o \rightarrow \max \\ \frac{P_n U}{\eta_n} = \eta_o P_o g \\ \eta_n P_n U = \text{const} \end{cases}$$

Рішення даного рівняння матиме вигляд:

1) складання рівняння (4.6):

$$\Phi(g, U, \lambda 1, \lambda 2) = (\eta_o P_o g - P_n U) \Delta t C_o - \lambda 1 \left(\frac{P_n U}{\eta_n} - \eta_o P_o g \right) - \lambda 2 (\eta_n P_n U - \text{const})$$

2) рішення алгебраїчних рівнянь:

$$\frac{\partial \Phi(g, U, \lambda 1, \lambda 2)}{\partial g} = 0$$

$$\frac{\partial \Phi(g, U, \lambda 1, \lambda 2)}{\partial U} = 0$$

$$\frac{P_n U}{\eta_n} = \eta_o P_o g$$

Знайдені множники $g_{w,i}, U_{k,i}$ визначають коефіцієнти, при яких досягається максимальний прибуток від ВДЕ.

Для спрощення оцінки розглянемо рішення рівняння (4.13) на одному інтервалі для одного навантаження. На рис.4.11 показана залежність відносного прибутку від ВДЕ для систем з різними ККД. За 100% прийнята система з ККД близьким до 1.

Характеристики навантаження взято з таблиці 3.4 ресурсу [66].

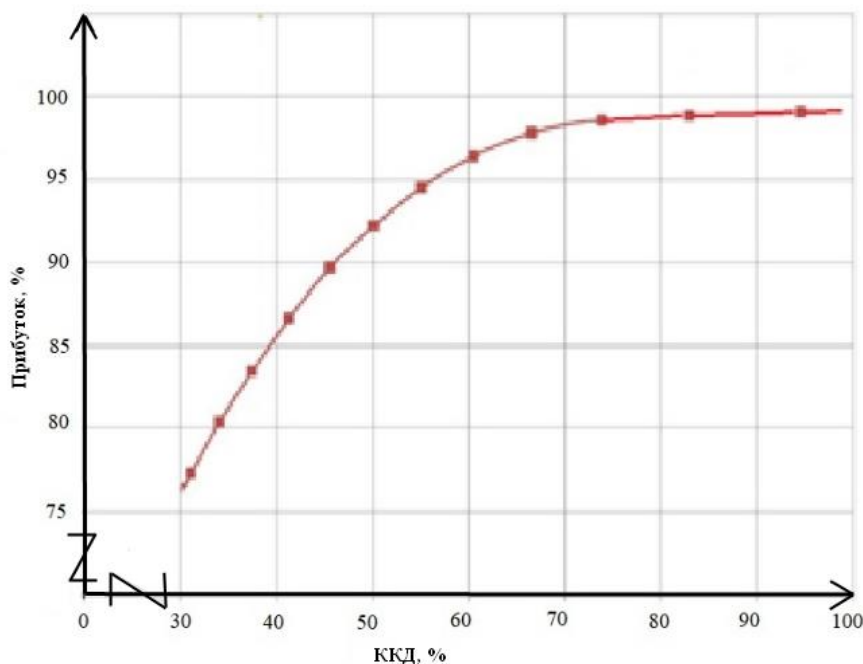


Рис.4.11. Залежність прибутку від ККД

З рис. 4.11 видно, що при високих значеннях ККД (0,7- 0,9) відносний прибуток майже не змінюється. Чим нижче ККД вихідного каскаду системи живлення, тим меншим є прибуток. При ККД = 60% прибуток зменшується на 7% ; при 30% - на 25% порівнянні з системою з ККД близьким до 1.

Вплив THD (англ. Total Harmonic Distortion – THD). Вплив THD перетворювачів на прибуток від ВДЕ в автономних системах оцінимо наступним чином: 1) обчислимо втрати потужності ΔP від вищих гармонік [8, 9] та відповідне зменшення ККД як $\Delta \eta_{0k,i} = \frac{\Delta P}{P_{in}}$; 2) вирішуємо оптимізаційну задачу з новими значеннями ККД $\eta_{nk,i} = \eta_{0k,i} - \Delta \eta_{0k,i}$. У результаті обчислень визначено, що зменшення THD призводить до збільшення прибутку від використання ВДЕ в межах

від 1 до 5% в залежності від початкових втрат потужності, не пов'язаних з вищими гармоніками.

Далі задача оцінки впливу THD зводиться до розглянутої вище оцінки впливу ККД.

Висновки до четвертого розділу

1. Розроблена стратегія керування об'єктами MicroGrid типу будівель і будинків за вартісним критерієм на базі прогнозу електроспоживання та генерації електроенергії від ВДЕ, причому прогнозні значення на кожному інтервалі постійно коригуються.

2. Застосування методу Лагранжа дозволило знайти коефіцієнти використання джерел та коефіцієнти потужності споживачів на кожному інтервалі добової діаграми роботи, що дозволяють реалізувати мінімум грошових втрат споживача з урахуванням заданих обмежень, як-то усунення пікових навантажень або забезпечення заданого добового енергоспоживання.

3. Виграш від застосування алгоритму мінімізації грошових витрат складає від 10.40% в залежності від дозволених режимів роботи та обмежень на час перенесення підключення навантажень. Так, алгоритм оптимізації був підтверджений на реальних наборах даних, доведено здатність знизити енергоспоживання малих та середніх домогосподарств відповідно на 33% та 28,5%.

4. Розглянуто такі параметри якості перетворювачів на прибуток від ВДЕ як ККД та THD. Отримана залежність прибутку залежить від ККД та THD вказує на необхідність підвищення параметрів якості електроенергії для отримання більшого прибутку від використання системи керування об'єктами MicroGrid.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ПРОГНОЗНО-ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ

5.1. Типові структури MicroGrid. Передача енергії та інформації

Узагальнена схема реалізації передачі електроенергії в MicroGrid, яка об'єднує житлові будинки, наведено на рис 5.1. У цій схемі використовується як додаткові лінії DC/AC мережі електрозабезпечення, так і підключення всіх об'єктів локального ринку електричної енергії до загальної мережі [10].

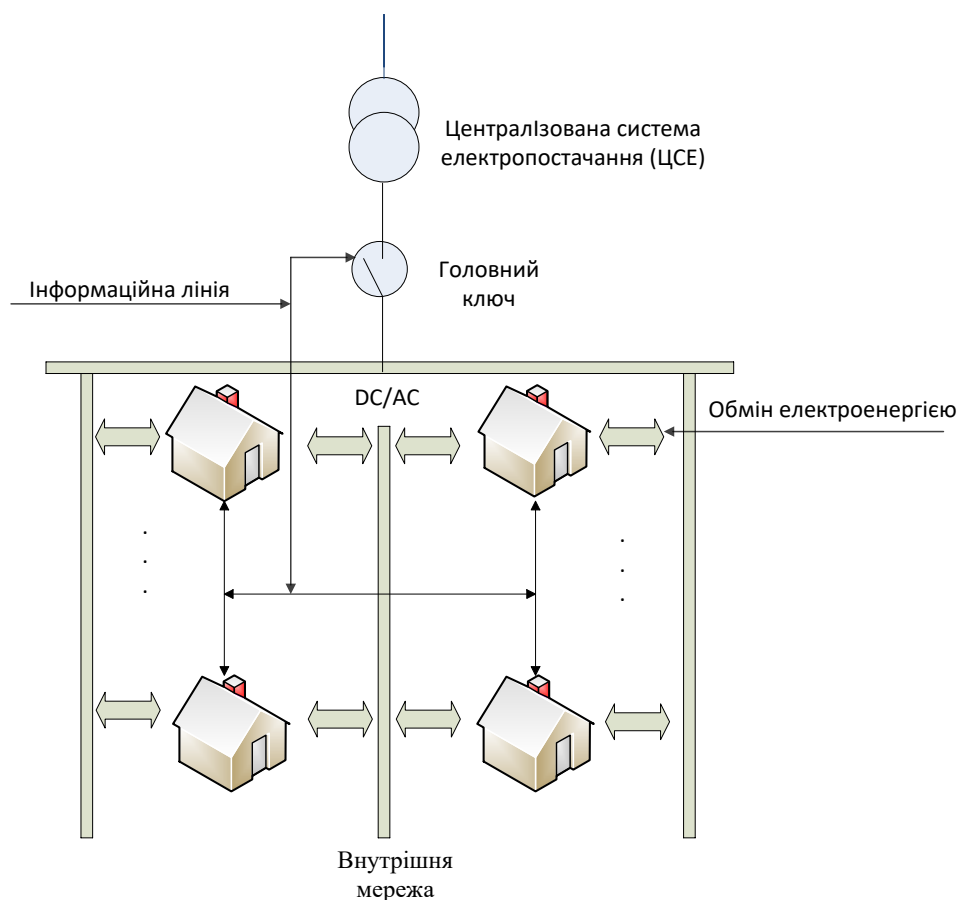


Рис. 5.1. Система електроживлення з внутрішньою мережею

Технічна реалізація передачі електроенергії залежить від прийнятої схеми передачі - по постійному струму (DC), змінному (AC) або гібридній схемі.

$СК_1$ і $СК_2$ – система керування (центральный блок керування) «передавача» та «приймача» відповідно, $i=1, \dots, N$, де N – кількість АДЕ.

В якості $ВДЕ_i$ можуть бути фотогенератори, вітроустановки (ВЕУ) тощо.

Тип перетворювачів $П_i$ залежить від типу ВДЕ. Так, для фотогенератора – це широко-імпульсні перетворювачі з функцією відбору максимальної енергії (MPPT – Maximum power point), для ВЕУ – синхронний генератор та випрямлячі, для АБ – контролер заряду/розряду (КЗР). Перетворювач $П_2$ - інвертор для живлення споживачів змінного струму.

У загальному випадку перетворювач $П_i$ може, крім обов'язкового перетворювача виду енергії можуть включати додаткові перетворювачі параметрів енергії (табл.5.1)

Таблиця 5.1. Генераторів енергії та типи напівпровідникових перетворювачів
MicroGrid

№ п/п	Генератори енергії	Можливе порушення вимог	Тип перетворювача видів енергії	Тип перетворювача параметрів енергії
1.	Двигуни внутрішнього згоряння	Шум, постачання палива, викиди	Синхронний генератор	Випрямляч, безпосередній перетворювач частоти, матричний перетворювач
2.	Газові турбіни			
3.	Мікротурбіни			
4.	Вітрогенератори	Ресурсодоступність, шум, складність обслуговування		
5.	Сонячні батареї	Ресурсодоступність, складність обслугову- вання	Фотоелементи	Широтно-імпульсний перетворювач, інвертор
6.	Паливні елементи	Постачання палива	Перетворювач хімічної енергії горіння в електричну	Широтно-імпульсний перетворювач, інвертор

МСК виконує функції керування передачею енергії в MicroGrid і являє собою третій (вищий) ієрархічної системи керування. Після узгодження ціни та обсягу енергії видає установки системам керування другого рівня СК₁ та СК₂ у вигляді обсягу енергії та часових рамок підключення (відключення) до DC-мережі.

На першому, найнижчому рівні знаходяться контролери перетворювачів K₁₁, контролер K₂ та контролер заряду/розряду акумуляторних батарей (K_{A1} і K_{A2}) з функцією забезпечення підключення (відключення) в задані моменти часу та лічильника переданої/прийнятої енергії. Зазначимо, що в деяких випадках контролери другого і третього рівнів можуть бути об'єднані і виконані в одному пристрої.

Крім того, на контролері K_{A2} накладаються додаткові вимоги [45]:

- стежити за напругою на акумуляторних батареях, включати мережу, якщо напруга знизилася нижче заданого протягом певного проміжку часу
- забезпечити повний зарядний цикл акумуляторів
- відключити мережу після закінчення фаз заряду якщо напруга на акумуляторах стала вище заданої
- мати контактор на максимальний струм, який може бути в системі. Такий контактор не тільки недешевий, але і споживає від мережі помітний струм.

Основною перевагою даної системи є те, що для передачі енергії від АБ або фотобатареї не потрібно перетворювачі DC/AC, що призводить до спрощення та зниження вартості апаратної частини технічної реалізації віртуального ринка.

До недоліків можна віднести:

- необхідність використання додаткової лінії DC;
- обмеження відстані між «продавцем» та «покупцем»;
- неможливість використання типових лічильників електроенергії, оскільки контролюється енергія DC струму.

5.1.2. Передача енергії в AC мережі

На рис. 5.3 показана схема передачі енергії від передавача до приймача в AC – мережі [10] (локальній або загальній).

Перетворювачі Π_i та Π_{A1} мають АС вихід. Так для ФГ Π_i являє собою послідовне з'єднання пристроїв відбору максимальної енергії та інвертор. Синхронізація роботи інвертора з мережею показано на рис. 5.3 лінією від АС до контролера $СК_1$. Перетворювач Π_{A2} являє собою випрямляч та схему заряд/розряд АБ.

Всі контролери в системі, окрім функції керування своїм перетворювачем, виконують функції лічильника та вмикання/вимикання у заданий час.

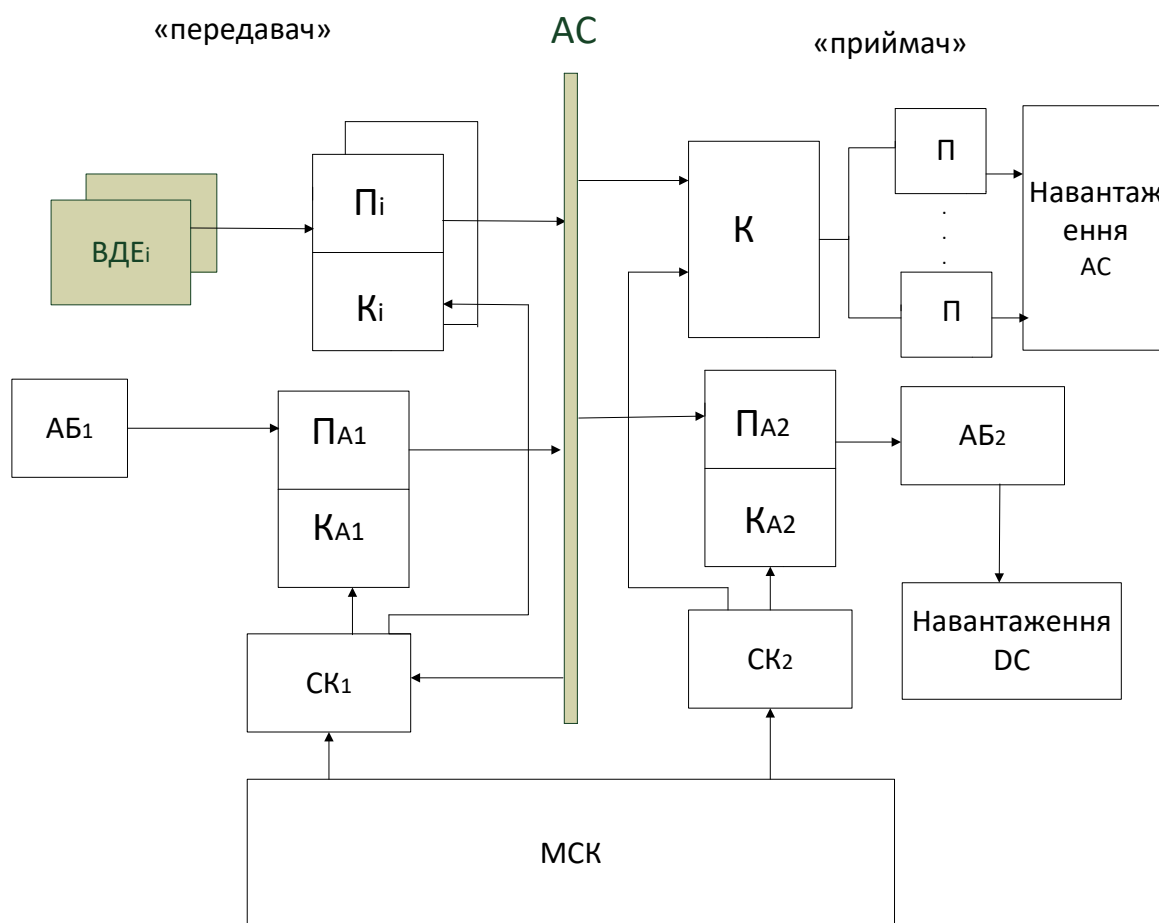


Рис. 5.3. Схема передачі енергії від продавця до покупця АС – мережі

Перетворювачі Π_{A1} , повинен бути двохспрямовані, тобто мати можливість приймати енергію з виходу змінного струму. В літературі часто Π_{A1} називають акумуляторним інвертором, Π_{i1} - мережевим інвертором.

Основні переваги системи із з'єднанням по шині змінного струму АС [10]:

1. Можливість з'єднувати різні компоненти системи по звичайній мережі 220V змінного струму.

2. Низька ціна і доступність масово вироблених мережевих інверторів(P_{i1}).

3. Можливі великі відстані між елементами системи.

4. При споживанні енергії в денний час - висока ефективність системи.

До недоліків можна віднести наступне:

1. Менша ефективність у порівнянні із DC, якщо потрібно спочатку зберегти енергію в акумуляторах.

2. Ціна мережевого інвертора вище, ніж ціна MPPT контролера. Сучасні MPPT контролери дозволяють використовувати дешевші фотоелектричні модулі в автономних системах, у випадку появи фотобатарей.

3. Залежність роботи мережевого інвертора від роботи акумуляторного інвертора (P_{A1}).

У випадку використання *гібридних систем* з декількома джерелами енергії використовують з'єднання як по шині постійного струму, так і по шині змінного струму.

По ефективності використання енергії з'єднання по постійному і змінному струму відрізняються. Необхідно дотримуватися наступних умов:

- Якщо основне споживання має місце в темний час доби, то енергія повинна зберігатися в акумуляторних батареях. У цьому випадку з'єднання по постійному струму буде більш виправдано.

- Якщо більша частина енергії споживається вдень, тобто коли і сонячні батареї виробляють електрику, то краще застосовувати з'єднання по змінному струмі, тому в цьому випадку буде на одне перетворення енергії менше.

5.1.3. Передача інформації в MicroGrid

У MicroGrid передається не тільки електроенергія, але ще інформація з датчиків та контролюючих вузлів системи, тому необхідно розробити систему для передачі інформації.

Системи керування в MicroGrid являють собою інформаційно-управляючі системи, що забезпечують координоване управління розподіленими енергоресурсами, засобами управління режимом і конфігурацією мережі, а також локальними комплексами управління навантаженням. Такі системи можуть встановлюватись як централізовано (на сервері з можливістю резервування) і в диспетчерському пункті та забезпечує централізований варіант керування), так і локально (локальний контролер встановлюється на одному або декількох контролерах, близько до місць установки силового обладнання, із забезпеченням можливості дистанційного моніторингу).

Оскільки елементи системи MicroGrid як правило рознесені у просторі, має сенс використовувати для їх зв'язку бездротові технології.

Існує велика кількість бездротових технологій, кожна з яких має свої особливості. У табл. 5.2 нижче розглянуті бездротові протоколи зв'язку для частоти 2,4 ГГц.

Таблиця 5.2. Порівняльна таблиця популярних безпроводних технологій

Технологія	Wi-Fi	Bluetooth	ZigBee
Стандарт зв'язку	IEEE 802.11	IEEE 802.15.4	IEEE 802.15.4
Швидкість передачі даних	300+ Мбіт/с	до 3 Мбіт/с	250 кбіт/с
Енергоспоживання	високе	низьке	низьке
Частотний діапазон	2,4 ГГц	2,4 ГГц	2,4 ГГц
Підтримка IP-технологій	+	-	-
Топологія	«зірка»	«зірка»	«mesh»

Технологія Wi-Fi створювалася в якості заміни проводового інтерфейсу Ethernet. Тому дана технологія пропонує великі швидкості передачі даних, але не дозволяє розробляти вузли, що працюють тривалий час від джерел живлення малої місткості зважаючи на велике енергоспоживання.

Технологія Bluetooth з появою стандарту 4.0 (Bluetooth Smart або Bluetooth Low Energy) стала набагато привабливіше для розробників переносної електроніки, так

як енергоспоживання в порівнянні з попередніми версіями скоротилося в рази. Але для побудови бездротової малоспоживчої системи, яка буде охоплювати кілька кімнат або навіть будівель, ця технологія не підійде, так як підтримується тільки мережева топологія «зірка». Це ж справедливо і для Wi-Fi.

Технологія ZigBee розроблялася для створення надійних розподілених мереж датчиків і керуючих пристроїв з невисокими швидкостями передачі даних. Мережі ZigBee при відносно невеликих швидкостях передачі даних забезпечують гарантовану доставку пакетів і захист інформації, що передається. У цій технології реалізована підтримка мережевої топології «mesh», сплячих і мобільних вузлів, а також вузлів, які забезпечують роботу алгоритмів ретрансляції і самовідновлення. Швидкість передачі даних разом зі службовою інформацією в ефірі становить 250 кбіт/с. При цьому середня пропускна спроможність вузла для корисних даних в залежності від завантаженості мережі і кількості ретрансляцій лежить у межах 5 ... 40 кбіт/с. Відстані між вузлами мережі становлять десятки метрів під час роботи всередині приміщення і сотні метрів на відкритому просторі. За рахунок ретрансляції зона покриття мережі може значно збільшуватися.

Ключовим компонентом протоколу Zigbee є можливість підтримки мережі mesh. Кожен пристрій є «вузлом», невеликою частиною більш великої коміркової (mesh) мережі. Принцип коміркової топології працює як послідовне з'єднання. Замість того, щоб просто відправляти та отримувати, вузли починають повторювати сигнали, створюючи один великий mesh.

З'єднання між вузлами при цьому динамічно оновлюються і оптимізуються за допомогою складної вбудованої таблиці маршрутизації. Це дуже ефективний спосіб відправки сигналів. Таким чином, вузли відображають сигнали один від одного, збільшуючи діапазон дії і приєднуючи до роботи всі наявні пристрої і датчики [87].

5.2. Система прогнозно-оптимального керування електроспоживанням та генерацією

5.2.1. Узагальнена структура ієрархічної системи прогнозно-оптимального керування

У загальному випадку система керування MicroGrid за має вигляд ієрархічної структури, представленої на рис. 5.4. Кожен рівень описує стан системи на певному абстрактному рівні обробки даних. Дані рівні доповнюють один одного, чим забезпечується їх несуперечливість. Формалізація даних дає можливість мінімізувати обсяг обчислень, необхідних для формування керуючих впливів, і здійснити декомпозицію керування по різних рівнях ієрархії.

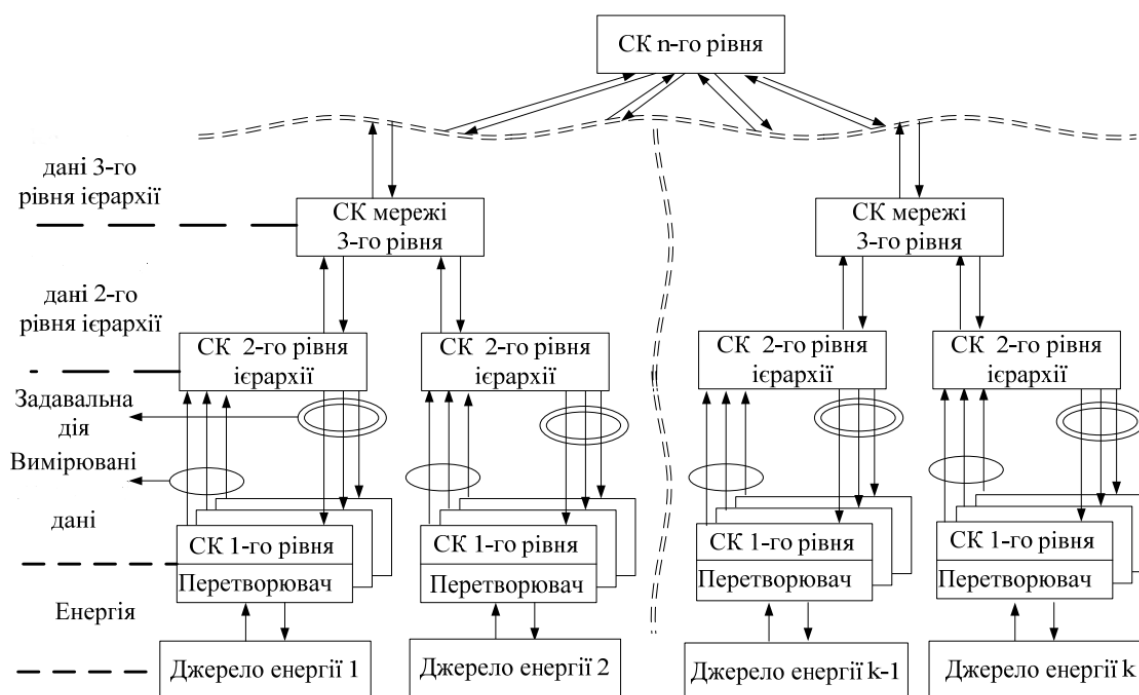


Рис. 5.4. Деревовидна структура ієрархічної системи керування. Приклад структури промислового об'єкта

На вищому рівні ієрархії СК n рівня знаходиться сервер (див. п. 4.1). На цьому рівні вирішується оптимізаційна задача керування. Рішення у вигляді статичних коефіцієнтів, що визначають на кожному інтервалі добової діаграми підключення/відключення певного джерела або навантаження та динамічних коефіцієнтів, що визначають частку енергії споживання/генерації.

СК мережі третього рівня вирішує загальну задачу визначення тарифів та прогнозування споживання та генерації енергії

СК мережі другого рівня базується на обліку інформації про поточний стан системи, зібраної у вигляді даних та пов'язана з інтеграцією декількох систем, прогнозування споживання/генерації електроенергії та розрахунок тарифів.

Силові обладнання, що підключається за допомогою перетворювачів електричної енергії до СК першого рівня ієрархії виконує певні функції з перетворення параметрів електричної енергії. На підставі отриманих даних здійснюється розрахунок параметрів, необхідних для формування задавальних впливів для всіх перетворювачів регульованого джерела енергії.

Загальна кількість рівнів ієрархії залежить від застосовуваних принципів керування, кількості та структурної складності використовуваного обладнання. Так, задачі рівнів 2 та 3 можуть бути об'єднані і кількість рівнів ієрархії системи керування буде зменшена.

Розглянутий принцип керування забезпечує динамічне інтегрування силового обладнання в єдину систему з метою підвищення ефективності його спільної роботи.

5.2.2 Реалізація системи керування електроспоживанням та генерацією за вартісними критеріями

Структурна схема керування електроспоживанням/генерацією за вартісним критерієм з 3 рівнями ієрархії складається з ВДЕ, перетворювачів, СК 3, 2 та 1 рівнів та модулів ZigBee. На СК 3 рівня (віддалений сервер), відбувається рішення оптимізаційної задачі та визначення коефіцієнтів (рис.5.5). СК 2 рівня виконує функції вимірювання та контролю обсягу виробленої та спожитої електричної енергії, підрахунку вартості спожитої електроенергії (вартість споживання електроенергії залежить від часу доби), а також відображення цих даних для користувача, обмін ними з постачальником послуг, накопичення обсягу інформації з метою довготривалого планування. Додатковими можливостями є перетворення форми напруги та/або струму, що надходить із зовнішньої мережі живлення або від

ВДЕ, оскільки вона істотно спотворюється, що являє собою неприємне явищем під час підключення навантаження, чутливого до збурень різного характеру [83]. На СК 3 рівня покладено задачі безпосереднього керування

На рис. 5.7 зображено узагальнену структуру МСК (СК 2-го рівня) і її зв'язок з СК 1 рівня з можливістю конфігурації для керування енергоспоживанням у будинку/котеджі. Дане керування здійснюється за рахунок подачі на СК 1 значень керуючих параметрів, в результаті чого здійснюється керування за вартісним критерієм (мінімізацією витрат або максимізацією прибутку від використання ВДЕ) В системах з загальною мережею використання таких систем дозволяє заощаджувати кошти споживачам будь-якого рівня: за наявності ВДЕ енергетичні потреби споживача можуть повністю або частково забезпечувати енергією від цих джерел, що дозволяє знизити навантаження на основну мережу, у випадку наявності надлишку енергії є можливість накопичувати в акумуляторах або повертати до мережі (продавати) [84].

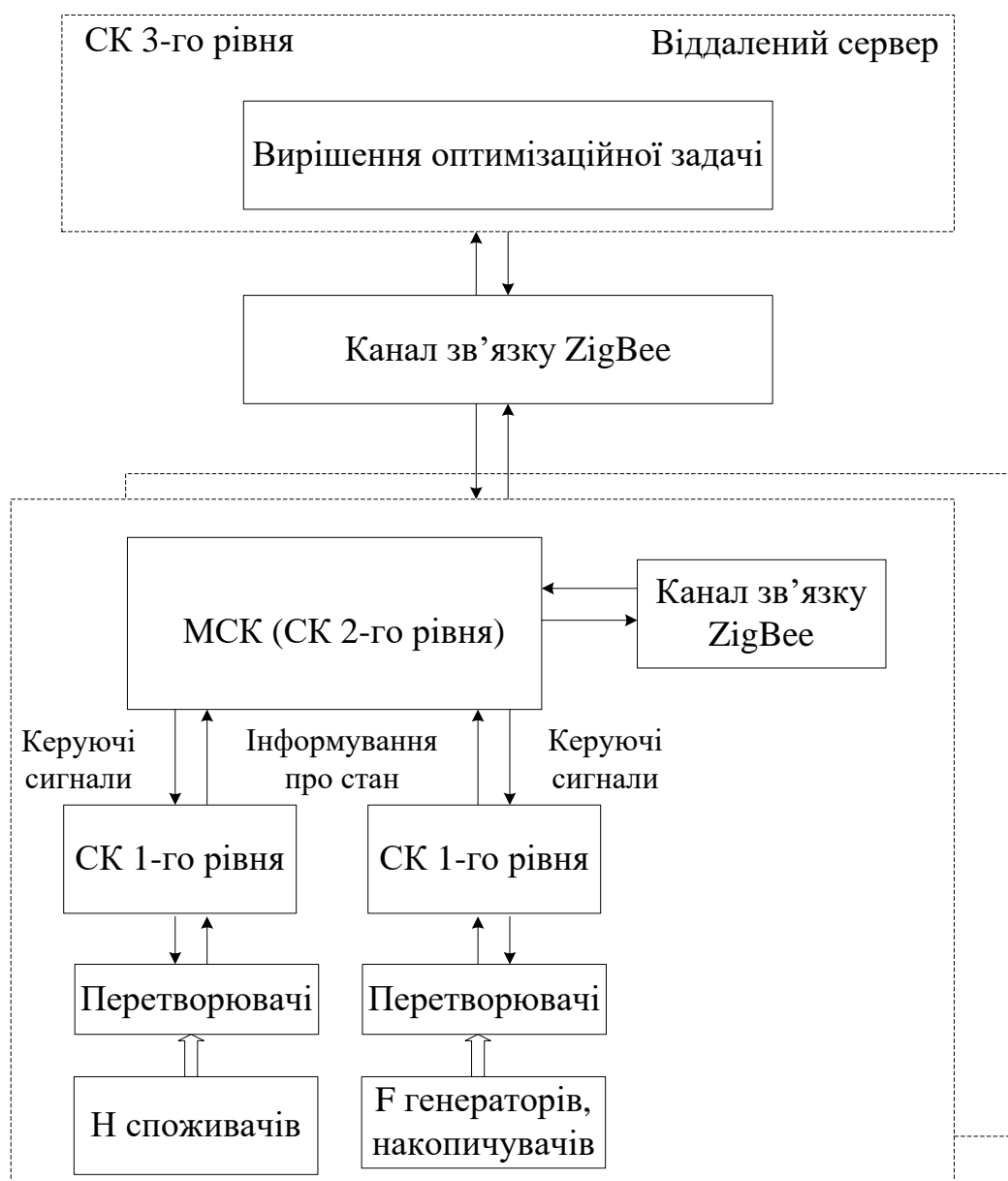


Рис.5.5. Структурна схема керування електроспоживанням/генерацією за вартісним критерієм

Структурна схема розробленого блоку МСК наведена на рис. 5.6.

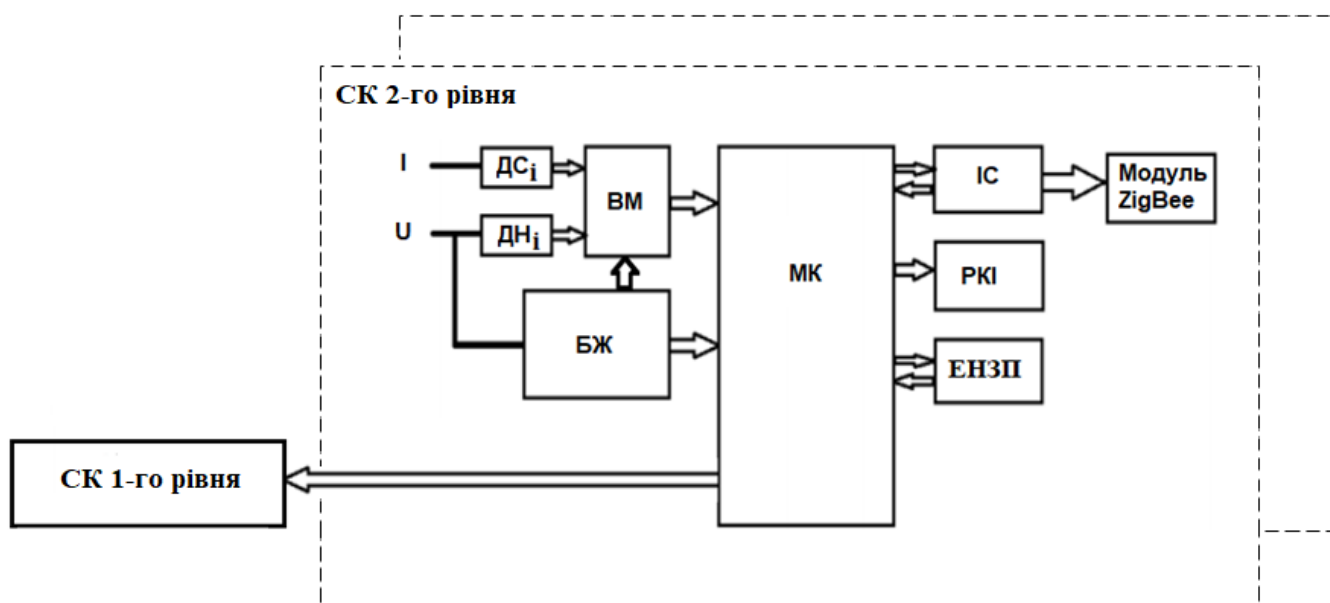


Рис. 5.6. Структурна схема МСК

На рис. позначено:

ДНі - датчики напруги;

ДСі - датчики струму;

БЖ – блок живлення;

ВМ - вимірювальна мікросхема;

МК – мікроконтролер;

ІС – інтерфейсна схема;

РКІ – рідкокристалічний індикатор (якщо необхідний);

ЕНЗП – енергонезалежний запам'ятовуючий пристрій;

СК1-го рівня – система керування першого рівня

Система керування 2 рівня здійснює вимірювання параметрів електроспоживання вимірювальної мікросхемою (ВМ), що включає в себе АЦП, які перетворюють в цифровий вигляд сигнали напруги, що надходять від перетворювачів напруги і струму. Ці АЦП є 16-розрядні дельта-сигма АЦП другого порядку з частотою дискретизації 900 кГц. Ядром приладу є мікроконтролер (МК), який відповідає за такі функції, як підрахунок імпульсів, що надходять від ВМ, відлік поточного часу, управління індикацією, зв'язок із зовнішніми пристроями, збереження в пам'яті виміряних значень енергоспоживання.

Блок живлення (БЖ), який здійснює перетворення вхідної змінної напруги в постійну, необхідний для живлення всіх внутрішніх вузлів пристрою. Датчик напруги (ДН) і датчик струму (ДС) призначені для перетворення відповідних сигналів в сигнали напруги з нормованими значеннями, що подаються потім на аналого-цифрові перетворювачі (АЦП), що входять до складу інтерфейсної схеми. Рідкокристалічний індикатор (РКІ) необхідний для відображення інформації про результати вимірювань, поточний час і службової інформації. Інтерфейсні схеми (ІС) призначені для обміну інформацією з модулем ZigBee.

Енергонезалежний запам'ятовуючий пристрій (ЕНЗП) необхідний для зберігання інформації про результати вимірювань, тарифного розкладу, журналів подій і т.д.

МСК працює наступним чином. Датчик напруги і датчик струму підключається до вимірювальної мікросхеми ВМ, а ВМ- до мікроконтролера МК. З МК передаються дані через ІС до модуля ZigBee, який з'єднується з віддаленим сервером та відправляє потрібні дані для вирішення оптимізаційної задачі - спожиту електроенергію, прогноз електроспоживання та генерації та тарифні коефіцієнти.

Як канали зв'язку виступає мережа ZigBee. В якості віддаленого сервера може виступати комп'ютер (робоча станція) або відокремлений пристрій, що виконує функції сервера, і підключення до локальної мережі (мережі будинку і т.д.) або до глобальної мережі Інтернет, на яких розгорнуто серверне програмне забезпечення для приватного або публічного доступу до налаштувань параметрів системи. Одним із сучасних варіантів віддаленого сервера є «хмарний» сервіс, розгорнутий в розподіленому хмарному сховище даних.

Саме керування відбувається на сервері, а саме регулюється виключенням та включенням первинних джерел електроенергії та статичних навантажень та задає відсоток потужності для вторинних джерел та динамічних навантажень.

Розробка принципової схеми МСК наведено в Додатку Г.

Системи керування I рівня

Варіанти побудови керування напівпровідникового перетворювача на базі ZigBee наведено на рис. 5.7 [87].

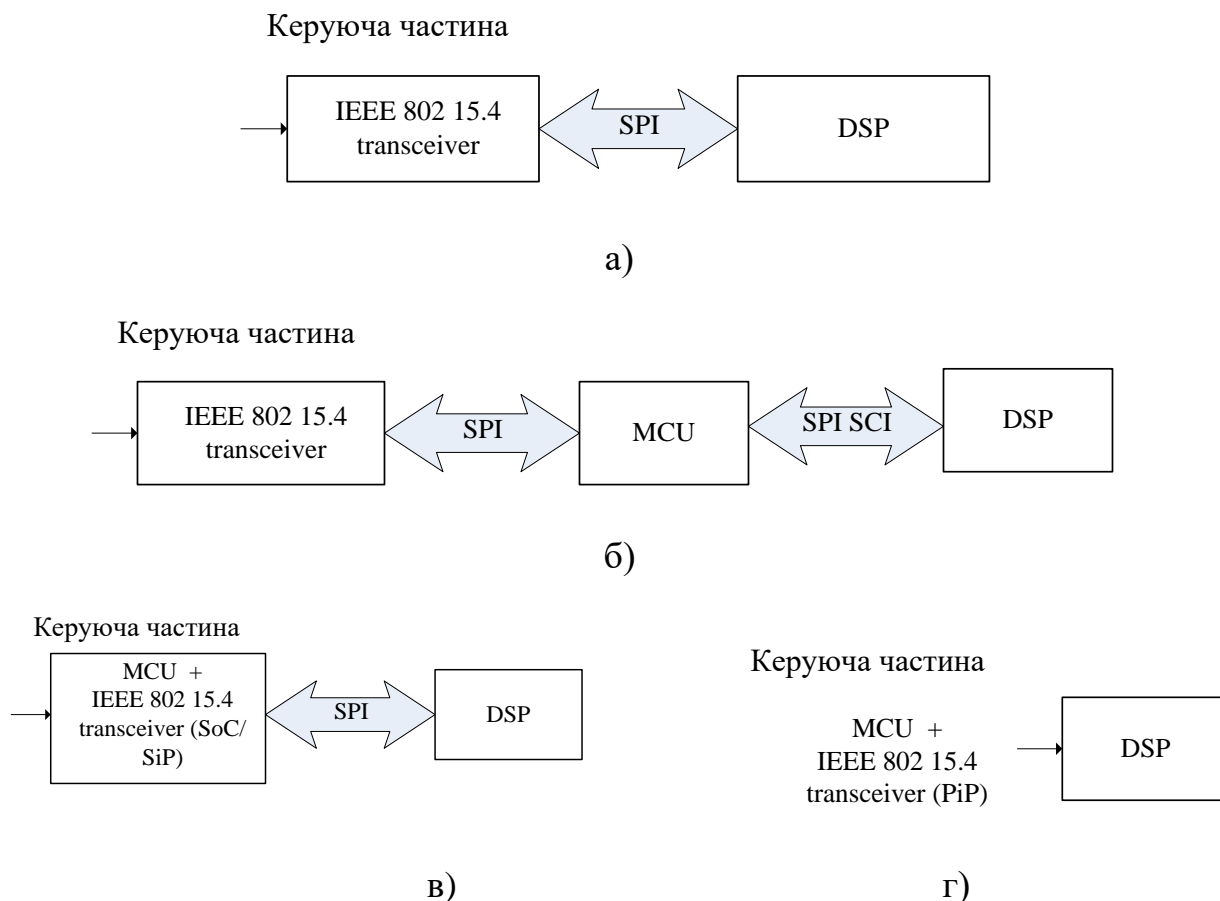


Рис. 5.7. Варіанти з ZigBee

Схема на рис.5.7, а передбачає, що ресурсів потужного DSP-мікроконтролера достатньо не тільки для реалізації основних функцій програми, але і стека ZigBee. У схему контролера додається мікросхема радіо-трансивера IEEE 802.15.4, що має інтерфейс SPI для сполучення з базовим процесором. Все навантаження по реалізації ZigBee-стека лежать на розробниках перетворювача.

Як правило, в сучасних системах керування перетворювачами центральний процесор значно завантажений прикладними завданнями. В цьому випадку для реалізації бездротового інтерфейсу більше підходять рішення, представлені на рис. 5.7 б або в. Стек ZigBee реалізується на додатковому мікроконтролері, що дозволяє істотно знизити навантаження на основний DSP-контролер. Рішення на рис. 5.7 в засноване на використанні системи на кристалі або ZigBee-процесора. Це найбільш правильне рішення, якщо мова йде про створення серійної продукції, а не дослідно-промислових зразків.

Нарешті, в разі якщо до основного DSP-контролеру не пред'являється особливих вимог по швидкодії, то керуючу частину ПЧ можна реалізувати за схемою рис. 5.7 г. В цьому випадку система управління реалізована на одній мікросхемі. Поки таке рішення може бути рекомендовано тільки для відносно простих систем регуляторів напруги.

5.3. Електроживлення навантажень змінного струму на базі багаторівневого інвертора

Як було показано в 4. 5, ефективність роботи систем керування с вартісним критерієм залежить від якості вихідної напруги, тому актуальною є задача підтримки її параметрів у заданому діапазоні та забезпечення роботи перетворювачів у відповідності до вимог щодо вихідного спектра напруги та обмеження рівня гармонік.

Одним із засобів підвищення якості АС напруги є застосування багаторівневого інвертора [19-20]. На рис. 5.4 наведена принципова схема силової частини. Схема містить 3 однофазні мостові інверторні комірки, на входи керування якими через драйвери подаються сигнали з мікропроцесорної системи керування МСК.

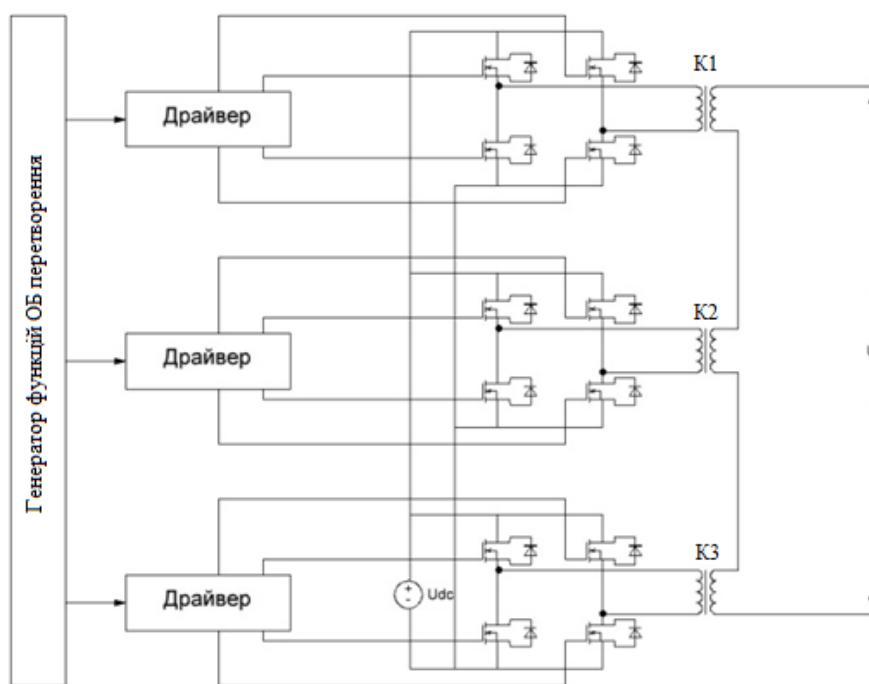


Рис. 5.8. Принципова схема силової частини

Вихідна напруга БРІ може бути записана у вигляді ряду перетворення в орієнтованому базисі [81]

$$U_{\text{вих}} = \sum_{i=1}^N K_i \varphi_r(v, i)$$

де $\varphi_r(v, i)$ функції зворотного ОБ перетворення, які приймають значення +1, -1 та 0.

БРІ синтезує вихідну напругу (рис. 5.9) наступним чином:

Кожна інверторна комірка реалізує одну з функцій зворотного перетворення в орієнтованому базисі, а коефіцієнти трансформації комірок – пропорційні K_i амплітудам розкладання синусоїдальної функції в ряд зворотного ОБ перетворення. Додавання напруг окремих комірок здійснюється у вихідному колі.

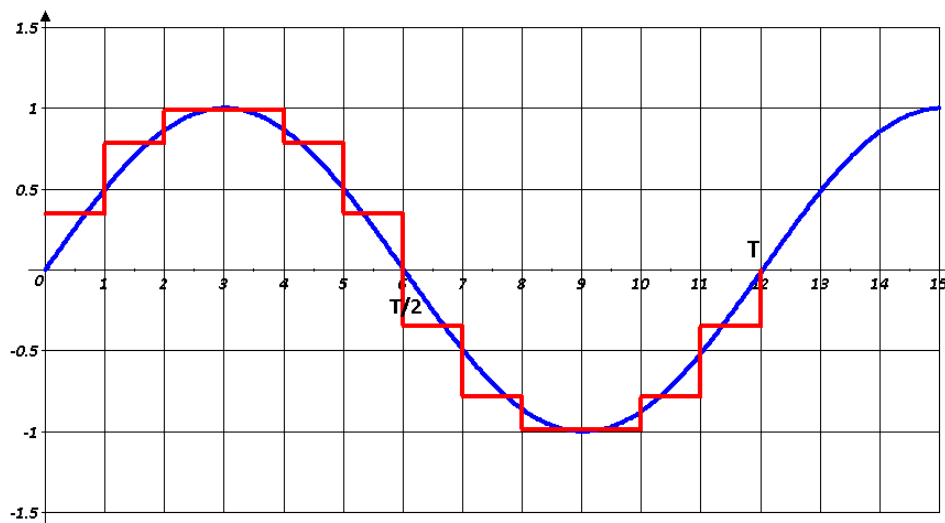


Рис. 5.9. Форма вихідної напруги (по осі у U/U_d) для $N=3$

Відомі аналогічні схеми БРІ [81-82] мають характеристики інверторів (кількість комірок, кількість рівнів комірок, THD), які зведені в табл. 5.3, де видно, що вони поступаються запропонованій схемі.

Таблиця 5.3. Характеристики інверторів

Кількість комірок	THD, % (аналог 1)	THD, % (аналог 2)	THD, % (запропонований інвертор)
3	23	26	15,2
4	19	10	8,6

Реалізація даного інвертора забезпечує зменшення рівня гармонічного спотворення вихідної напруги порівнянні з традиційними схемами в 1,513-2,21 раз, а отже і зменшення енергетичних втрат системи; можливість використання недорогих стандартних електронних компонентів при максимальній економічній ефективності.

Висновки до п'ятого розділу

1. Наведено основні структури MicroGrid з передачею енергії по DC та AC мережі. В першому випадку не потрібно застосовувати перетворювачі типу DC/AC, але є необхідність використання додаткової лінії DC; неможливість використання типових лічильників електроенергії. В другому випадку можливо з'єднувати різні компоненти системи по лініям звичайної мережі змінного струму. Однак для мереж типу «Island» перспективним є використання структури MicroGrid з передачею енергії по DC

2. У системі передачі інформації в MicroGrid обрана бездротова сенсорна мережа ZigBee внаслідок її економічності і простоти реалізації.

3. Розроблена ієрархічна система керування споживанням/генерацією електроенергії MicroGrid, верхньому рівні якої вирішується оптимізаційна задача, на нижньому відбувається керування перетворювачами згідно з результатами рішення задача – реалізація статичних і динамічних коефіцієнтів для генераторів і навантажень.

4. Розроблено спосіб формування напруги багаторівневого інвертора для узгодження мереж DC/AC в MicroGrid, який забезпечує зменшення рівня гармонічного спотворення вихідної напруги у порівнянні з традиційними схемами в 1,513-2,21 раз.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішена науково-практична задача розробки нових способів керування електроспоживанням MicroGrid за вартісним критерієм на базі прогнозування споживання та генерації електроенергії та розрахунку статичної та динамічної ціни на електроенергію.

1. На базі огляду методів та моделей прогнозування розроблена класифікація прогнозування, які застосовуються в системах прогнозування електроспоживання (генерації). При прогнозуванні в системах з ВДЕ доцільно враховувати екзогенні фактори (наприклад в системах прогнозування на базі нейронних мереж в якості навчальних вибірок), що підвищує точність прогнозу

2. Запропоновано спосіб попередньої обробки дискретної функції споживання - фільтрації нестационарної складової за допомогою узагальненого ОБ вейвлет-перетворення, що дозволило зменшити кількість входів нейронної мережі при забезпеченні заданого коефіцієнту схожості вихідної та відфільтрованої функцій енергоспоживання. Запропоноване узагальнене ОБ перетворення з 6 фільтрами потребує меншу кількість арифметичних операцій у порівнянні з відомими, одже і характеризується більшою швидкістю – на 6,6% у порівнянні з ОБ і на 5,04 у порівнянні з Хаара.

3. Запропоновано статичну модель розрахунку ціни на електроенергію для різних відновлюваних джерел електроенергії, що дозволяє визначити коефіцієнти тарифікації для добової діаграми

4. Розроблена стратегія керування об'єктами MicroGrid типу будівель і будинків за вартісним критерієм на базі прогнозу електроспоживання та генерації електроенергії від ВДЕ, причому прогнозні значення на кожному інтервалі постійно коригуються.

5. Застосування методу Лагранжа дозволило знайти коефіцієнти використання джерел та коефіцієнти потужності споживачів на кожному інтервалі добової діаграми роботи, що дозволяють реалізувати мінімум грошових втрат споживача з урахуванням заданих обмежень, як-то фіксованого часу роботи деяких навантажень, усунення пікових навантажень, забезпечення заданого добового енергоспоживання.

Виграш від застосування алгоритму мінімізації грошових витрат складає від 10-40% в залежності від дозволених режимів роботи та обмежень на час перенесення підключення навантажень.

6. Розглянуто такі параметри якості перетворювачів на прибуток від ВДЕ як ККД та THD. П необхідність підвищення параметрів якості електроенергії для отримано більшого прибутку (на 1-5%) від використання системи керування об'єктами MicroGrid.

7. Для забезпечення електроживлення змінного струму у MicroGrid пропонується використання багаторівневого інвертора, що забезпечує зменшення рівня гармонічного спотворення вихідної напруги у порівнянні з традиційними схемами: THD запропонованого інвертора складає – 8,6%, а аналогів – 10% та 19% відповідно.

8. Розроблена ієрархічна система керування споживанням/генерацією електроенергії MicroGrid, верхньому рівні якої вирішується оптимізаційна задача, на нижньому відбувається керування перетворювачами згідно з результатами рішення задача – реалізація статичних і динамічних коефіцієнтів для генераторів і навантажень.

9. Розроблені система та алгоритми керування електроспоживанням/генерацією за вартісним критерієм запропоновано для використання в реальних системах MicroGrid на ПП «Торнадо-О» та ТОВ «ІТЛ», м. Харків а також запроваджено в навчальний процес на кафедрі промислової електроніки КПІ імені Ігоря Сікорського.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80/>
2. Парус Є. В. Інформаційно-інтелектуальні системи для оперативного керування електроенергетичними об'єктами: дис. канд. техн. наук.: 05.14.02 / Парус Євген Володимирович; НАН України, Ін-т електродинаміки. - Київ, 2010.
3. Кобрін П.П. Методи та засоби довгострокового прогнозування графіків навантаження об'єднаної енергосистеми в умовах перехідної економіки: дис. канд. техн. наук.: 05.14.01 /Кобрін Петро Петрович; Інститут загальної енергетики НАН України. – Київ, 2005.
4. Ямненко Ю. С. Керування системою електроживлення локального об'єкту: дис. докт. техн. наук : 05.09.12 / Ямненко Юлія Сергіївна – Київ, 2017.
5. Y. Hong, A. Srinivasan, B. Cheng, L. Hartman, and P. Andreadis, “Optimal power allocation for multiple beam satellite systems,” in Proceedings of the IEEE Radio and Wireless Symposium (RWS '08), pp. 823–826, 2008.
6. Клепач Л.Є. Техніко-економічні показники вироблення та споживання електроенергії в системі Мікрогрід/ Клепач Л.Є. // VII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2014», Збірник статей. – К., 2014. – С. 227-231.
7. Клепач Л.Є. Керування електроспоживанням за техніко-економічними показниками/ Клепач Л.Є. // VIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2015», Збірник статей. – К., 2015. – С. 227–231.
8. Клепач Л.Є. Соціальне значення проблеми тарифікації електроенергії в microgrid XX Всеукраїнська науково-практична конференція студентів та аспірантів «Дні Науки» «Людина у вимірах сучасних суспільних трансформацій». ЗБІРНИК МАТЕРІАЛІВ. – К., 2017. – С.19-20.
9. Tereschenko T. Aspects of Virtual Market of Electrical Energy / Tereschenko T., Yamnenko J., Peterheria V., Klepach L. // 6th International Conference on Modern Electric Power Systems. – 2015.

10. Терещенко Т.О. Аспекти передачі електроенергії в MicroGrid/ Т. О. Терещенко, Ю.С. Ямненко, Л.Є.Клепач // Електроніка та зв'язок. – 2016/ - т.21– №6. – С. 61–66.
11. Ямненко Ю.С. Статична та динамічна тарифікація електроенергії автономних MicroGrid / Ямненко Ю. С., Жуйков В. Я., Бойко І. Ю., Клепач Л.Є. // Вісник ЖДТУ, №3 (78). – 2016.
12. Static and Dynamic Tariffing Electric Power Autonomous Microgrid / V. Zhuikov, J.Yamnenko, T. Tereschenko, L. Klepach, I. Boiko// Journal of Present Problems of Power System Control, Scientific Papers of the Department of Electrical Power Engineering of Wroclaw University of Technology, ISSN 2084-2201, No. 7, 2016, p. 29-41.
13. Tereschenko T. Technical Realization of energy transferring in MicroGrid / Tereschenko T., Yamnenko J., Klepach L. // 2nd IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems.- К., 2016 – pp.90-93.
14. Tereschenko T., Yamnenko J., Larin D., Klepach L. Express Diagnostics of Cardiovascular System by Spectral Methods - 14th International Conference The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM'2017). PROCEEDINGS. – 2017. – P. 445–447.
15. Ларін Д. А., Клепач Л.Є. Спектральні методи обробки біомедичних сигналів стану серцево судинної системи/ Ларін Д. А., Клепач Л.Є. // X Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2017», Збірник статей. – К., 2017. – С. 108-111.
16. Ямненко Ю.С., Терещенко Т.О., Клепач Л.Є., Лайкова Л.Г., Палій Д.М. Огляд основних моделей прогнозування енергоспоживання в MicroGrid, Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №4 2018 с. 98-102.
17. Yamnenko J., Tereshchenko T., Klepach L., Palii D. Forecasting of electricity consumption in SmartGrid - International Conference Modern Electrical and Energy Systems MEES`17 Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University November 15-17 – 2017.

- 18.Т.О.Терещенко, Ю.С.Ямненко, Л.Є.Клепач, П.І.Бучек Прогнозування електроспоживання в SMART GRIDS, Збірник Наукових праць Донецького національного технічного університету. Серія: «Обчислювальна техніка та автоматизація». – Покровськ, 2018. – Випуск 1 (31).
- 19.Tereshchenko T. Multilevel inverter topology and control signals definition based on orthogonal spectral transformations // Tereshchenko T., Yamnenko Y., Kuzin D., Klepach L. // Tekhnichna elektrodynamika No 4, 2018 – P. 57-60.
- 20.Терещенко Т.О., Ямненко Ю.С., Кузін Д.В., Клепач Л.Є. Формування вихідної напруги багаторівневого каскадного інвертора із застосуванням функцій в полях галуа, Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №1 2018 с. 21-26.
- 21.Ямненко Ю.С., Терещенко Т.О., Хохлов Ю.В., Бучек П. І., Клепач Л.Є. Узагальнене перетворення дискретних функцій в обертовій системі координат для застосування в системах зв'язку з CDMA Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №2 2018 с. 98-102.
- 22.Мороз О. М. Використання технологій Smart Grid для підвищення ефективності електропостачання споживачів / О. М. Мороз, М. М. Черемісін, О. А. Савченко, С. А. Попадченко, С. В. Дюбко // Енергетика: економіка, технології, екологія. - 2017. - № 3. - С. 82-86. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/eete_2017_3_11.
- 23.U.S. Department of Energy. Smart Grid / Department of Energy: <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>.
- 24.Попадченко С. А. Перспективи розвитку Micro Grid як складової частини Smart Grid / Попадченко С. А, Бабич К. Р.. // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2018. – №196. – С. 27–29.
- 25.Шилер М. MicroGrid - відповідь на нові виклики електроенергетики / М. Шилер, Є. Рублевский. // Control Engineering. – 2017. – С.80–83.

26. Gheyas I.A., Smith L.S. A Neural Network Approach to Time Series Forecasting // Proceedings of the World Congress on Engineering, London, 2009, Vol 2. P. 1292 – 1296. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: www.iaeng.org/publication/WCE2009/WCE2009_pp1292-1296.pdf
27. Дмитрієв М. К. Автокомпенсація ємкісних токів для Smart Grid мереж та програмування системи сигналізації [Електронний ресурс] / Михайло Костянтинівич Дмитрієв // ДонНТУ. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <http://masters.donntu.org/2013/etf/dmitriev/indexu.htm>.
28. Аналіз зарубіжної практики впровадження автоматизованих систем управління технологічними процесами в електроенергетиці – Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. – 114 с. – (Науково-технічний центр електроенергетики).
29. Что такое Микрогрид? [Електронний ресурс] // Neosun Energy. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://neosun.com/ru/chto-takoe-mikrogrid/>.
30. Петергеря Ю.С., Жуйков В.Я., Терещенко Т.О. Інтелектуальні системи забезпечення енергозбереження житлових будинків. Навчальний посібник. – К.: Медіа-ПРЕС, 2008. – 256 с.
31. DIGITAL Grid Unleashed [Електронний ресурс] // Schneider Electric. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.se.com/ww/en/work/solutions/microgrids/>.
32. Taking Stock of Leading Innovators in Global Remote Microgrid Markets [Електронний ресурс] // MGP Newsletter. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://minigrids.org/taking-stock-of-leading-innovators-in-global-remote-microgrid-markets/>.
33. Holdmann G. Microgrid Innovation in the Circumpolar Arctic / G. Holdmann, P. Asmus. // Commissioned by the University of Alaska Fairbanks. – 2019. – pp. 32.
34. Gheyas I.A., Smith L.S. A Neural Network Approach to Time Series Forecasting // Proceedings of the World Congress on Engineering, London, 2009, Vol 2 P. 1292 – 1296.

35. Hannes Y.Y., Webb P. Classification and regression trees: A User Manual for Identifying Indicators of Vulnerability to Famine and Chronic Food Insecurity // 106 International Food Policy Research Institute 1999 - 59 p.
36. Sou K. C. et al., “Scheduling smart home appliances using mixed integer linear programming”, 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC-2011), 5144–5149.
37. Volkova I. O., Gubko M. V., Salnikova E. A., “Active consumer: optimization problems of power consumption and self-generation”, Automation and Remote Control, 75:3 (2014), 551–562.
38. Денисюк С.П. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. –2014. – № 3. – С. 75–79. – ISSN 1997-9274.
39. Conejo A. J., Morales J. M., Baringo L., “Real-time demand response model”, IEEE Trans. on Smart Grid., 1:3 (2010), 236–242, Ferreira R. S., Barroso L. A. N., Carvalho M. M., “Demand response models with correlated price data: a robust optimization approach”, App. Energy, 96 (2012), 133–149.
40. Khalili A. H., Wu C., Aghajan H., “Hierarchical preference learning for light control from user feedback”, IEEE Computer Society Conf. on Computer Vision and Pattern Recognition Workshops (CVPRW 2010), 2010, 56–62.
41. Gottwalt S. et al., “Demand side management — a simulation of household behavior under variable prices”, Energy policy, 39:12 (2011), 8163–8174.
42. Li Na, Chen Lijun, Steven H., “Low Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks Power and Energy Society General Meeting”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, 1–8.
43. Опришко В. П. Оцінювання ефективності керування попитом в системах електропостачання з активним споживачем: дис. канд. техн. наук : 05.14.01/ Опришко Віталій Павлович– Київ, 2019.
44. Палій Д. М. Керування енергоспоживанням в SmartGrid : магістерська дисертація: 8.05080202 / Палій Дмитро Михайлович – Київ, 2018. – 114 с.

45. Жуйков В.Я. Керування енергоспоживанням локальних об'єктів з урахуванням економічних моделей / Жуйков В.Я., Петергеря Ю.С. // Технічна електродинаміка. – Тематичний випуск “Силова електроніка та енергоефективність”. – 2000. – Ч.2. – С.131-136.
46. Интрилигатор М. Математические методы оптимизации и экономическая теория / Пер. с англ. – М.: Прогресс, 1975. – 606 с.
47. Петергеря Ю.С. Електро-вартісні моделі генераторів і навантажень для керування електроспоживанням локального об'єкта / Петергеря Ю.С. / Електроніка та зв'язок. - 2006. – № 2. – С. 33-39.
48. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. випуск. Ч. 1. – К.: ІЕД НАНУ, 2011. – С. 5–20.
49. Про ринок електричної енергії [Електронний ресурс] // ЗАКОН УКРАЇНИ. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
50. Про затвердження Правил користування електричною енергією [Електронний ресурс] // Законодавство України – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96/ed20001013>.
51. Прогноз [Електронний ресурс] // Вікіпедія – Режим доступу до ресурсу: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B3%D0%BD%D0%BE%D0%B7>.
52. Конспект лекцій з дисципліни «Прогнозування» (для студентів 3 курсу денної і 4 курсу заочної форм навчання напряму підготовки 6.030504 «Економіка підприємства» 0501 «Економіка і підприємництво» спеціальності ЕП) / Авт.: Світлична Т.І., Дріль Н.В.; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х: ХНАМГ, 2010. – 112 с.
53. Jingfei Yang M. Sc. Power System Short-term Load Forecasting: Thesis for Ph.d degree. Germany, Darmstadt, Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universitat, 2006. 139 p.

54. Методи прогнозування. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: http://wiki.tntu.edu.ua/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B8_%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B3%D0%BD%D0%BE%D0%B7%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F#.D0.9C.D0.B5.D1.82.D0.BE.D0.B4_.22.D0.93.D1.83.D1.81.D0.B5.D0.BD.D0.B8.D1.86.D1.96.22_SSA
55. Кисельова Анна Геннадіївна. Контекстно-залежна система керування напівпровідниковими перетворювачами електроенергії в мікрогрід.- Дис. канд. техн. наук: 05.09.12, Нац. техн. ун-т України "Київ. політехн. ін-т". - Київ, 2014.- 200 с.
56. Prajakta S.K. Time series Forecasting using Holt-Winters Exponential Smoothing // Kanwal Rekhi School of Information Technology Journal 2004. 13 pp.
57. Зражевський О.Г. Методи побудови моделей для довгострокового прогнозування фінансових часових рядів / О.Г. Зражевський // Систем. дослідж. та інформ. технології. — 2010. — № 1. — С. 123-142. — Бібліогр.: 7 назв. — укр.
58. Економіко-математичне моделювання: Навчальний посібник / За ред. О. Т. Іващука. — Тернопіль: ТНЕУ «Економічна думка», 2008. — 704 с.
59. Метод експоненційного згладжування [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://studme.com.ua/1115121211736/menedzhment/metod_eksponentsialnogo_sg_lazhivaniya.htm.
60. Корченко О. Г. Сучасні нейромережеві методи та моделі оцінки параметрів безпеки ресурсів інформаційних систем / О. Г. Корченко, І. А. Терейковський, А. В. Дзюбаненко. // Захист інформації Ukrainian Information Security Research Journal. – 2014. – С. 223–232.
61. Бережная Е.В., Бережной В.И. Математические методы моделирования экономических систем: Учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2006. – 432 с.
62. Інформаційні системи та технології в управлінні. Методичні вказівки, теоретичні відомості і завдання до лабораторних робіт для студентів та магістрів денної форми навчання спеціальності 7.803060101 Менеджмент

- організацій і адміністрування. Частина 3. Класифікація в бізнес-аналітиці. / Укл.: Біла Н.І. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2014. – с. 50.
63. Trevor Hastie, Robert Tibshirani, and Jerome Friedman (2009), The Elements of Statistical Learning, Springer New York Inc., USA
64. Жуйков В. Я. Дискретные спектральные преобразования на конечных интервалах / В. Я. Жуйков, Т. О. Терещенко, Ю. С. Петергеря. – Киев: КПИ, 2010. – 244 с.
65. Ingrid Daubechies: Ten Lectures on Wavelets, SIAM 1992 – 357 p
<https://doi.org/10.1137/1.9781611970104>.
66. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/doboviy-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>.
67. Rafał Weron (2006), Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach. Wiley.
68. Помилки вибірки, їх визначення при різних способах відбору [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://pidruchniki.com/12991010/statistika/pomilki_vibirki_viznachennya_pri_riznih_sposobah_vidboru.
69. Бондарчук А. С. Внутрішньобудинкове електропостачання. К.: Освіта України, 2015. 480 с.
70. Саковець О. О. Автоматизація роботи вітрогенератора з метою збільшення коефіцієнту вітровикористання / О. О. Саковець // Системи управління, навігації та зв'язку. - 2017. - Вип. 4. - С. 32-34. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/suntz_2017_4_10.
71. Вітроенергетика [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://energovpu7.ucoz.ua/load/tema_1/vidnovljuvalni_dzherela_energiji_vitroenergetika/11-1-0-29.
72. Гетьман О. О. Економіка підприємства / Гетьман О. О., Шаповал В. М. – К.: Центр учбової літератури, 2010 – 488с.

- 73.Опришко В. П. Регулювання режимів електропостачання в локальних системах microgrid / В. П. Опришко. // Інститут електродинаміки Національної академії наук України. – 2016. – С. 77 – 79.
- 74.Інтелектуальні електроенергетичні системи: елементи і режими. – К: Ін-т електродинаміки НАН України, 2014. – 408 с.
- 75.Балансующий рынок электроэнергии Украины та його математична модель / О.В. Кириленко, І.В. Блінов, Є.В. Парус // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 2. — С. 36-43.
- 76.Система лінійних рівнянь. Метод Гауса [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://yukhym.com/uk/sistemi-linijnikh-rivnyan/sistema-linijnikh-rivnyan-metod-gaussa.html>.
- 77.Середнє споживання електроенергії побутовими споживачами у 2018 році по областях [Електронний ресурс] // НКРЕКП – Режим доступу до ресурсу: <https://www.nerc.gov.ua/?id=40586>.
- 78.Department of Environmental Affairs and Development Planning, South Africa: “Peak demand management fact sheet”, 2014.
- 79.О. Siddiqui, “The green grid – Energy savings and carbon emissions reductions by a smart grid,” Technical Update, Electric Power Research Institute, California, USA, June 2008.
- 80.Плахтий А. А. Анализ влияния высших гармоник на потери мощности в системах электроснабжения / А. А. Плахтий // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія : Нові рішення в сучасних технологіях. - 2018. - № 26(1). - С. 126-134. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/vntuhpi_2018_26\(1\)_20](http://nbuv.gov.ua/UJRN/vntuhpi_2018_26(1)_20).
- 81.Солодовников А. И. Анализ и синтез статических преобразователей частоты с использованием ортогональных базисов: дис. канд. тех. наук / А. И. Солодовников –К. : 1979. – 385 с.
- 82.J.I.Rodriguez, S.B.Leeb. A Multilevel Inverter Topology for Inductively Coupled Power Transfer. // IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.21, No. 6, November 2006, pp.1607-1617.

83. Metke A. R., Security Technology for Smart Grid Networks, IEEE Transactions on Smart Grid, 2010. № 1. P. 99-107.
84. Yanmei Li., The Fuzzy Neural Network Model of Smart Grid Risk Evaluation Based on Bayes, Journal of Computers, 2011. № 1. P. 90-97.
85. Макаренко А. Бездротові технології передачі даних Wi-Fi, Bluetooth та ZigBee/ Макаренко А., Парфенова А., Могильний, С/ Вісник НТУУ "КПІ;. Серія Радіотехніка, Радіоапаратобудування, 0(41), с. 171-181.
86. Спосіб формування багаторівневої напруги у вторинній обмотці трансформатора: пат. 126117 Україна: МПК (2006) H02M 7/00 № u201712401; заявл. 14.12.2017; опубл. 11.06.2018, бюл. № 11.
87. Перспективы использования беспроводных ZigBee-интерфейсов в электроприводе [Електронний ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <http://www.russianelectronics.ru/leader-r/review/40498/doc/44411>

Додаток А. Методи оптимізації

Найвідомішими аналітичними методами оптимізації керування є: принцип максимуму Понтрягіна, метод динамічного моделювання, метод золотого перетину, метод Ньютона (далі розвинутий в метод хорд), метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа (НКЛ) [87-90], Симплекс-метод.

Принцип максимуму Понтрягіна. Принцип максимуму Понтрягіна був розроблений Л.С. Понтрягіним та його школою у 1961 р. для розв'язку задач оптимального управління та й досі є актуальним завдяки чіткому та компактному формулюванню основного результату. На противагу класичному варіаційному численню (метод Ейлера, множників Лагранжа, Якобі, Вейєрштраса), де функція оптимального керування шукається в класі неперервних функцій, в принципі максимуму функція керування може належати кусково-неперервним функціям, з точками розриву першого роду або сукупності ізольованих точок. Наприклад, оптимальне керування можна шукати в класі релейних функцій. Для процесів, що описуються системами нелінійних диференціальних рівнянь принцип максимуму формулюється як необхідна умова оптимальності. Для системи лінійних диференціальних рівнянь принцип максимуму є достатньою умовою оптимальності. Принцип максимуму розповсюджується на процеси з розподіленими параметрами, що описуються рівняннями в частинних похідних. З багатьох задач оптимального керування існує три основні задачі, що розв'язуються за принципом максимуму: задача керування за максимальної швидкодією; задача керування кінцевим станом; задача керування з мінімізацією інтегралу. Саме тому принцип максимуму набув широкого розповсюдження.

Принцип максимуму Понтрягіна служить відправною точкою розв'язування багатьох теоретичних задач оптимального управління і розробки відповідних обчислювальних методів.

Принцип максимуму особливо корисний в системах управління з максимальною швидкодією та мінімальним споживанням енергії, де використовуються рівняння релейного типу, які приймають крайні, а не проміжні значення на допустимому інтервалі управління. При вирішенні варіаційних задач

класичними методами труднощі виникають у тих випадках, коли відшукувані управляючі дії не належать до класу безперервних функцій або коли на змінні задачі накладені обмеження типу нерівностей. Такого роду завдання носять назву завдань про швидкодію і вирішення їх можна отримати, використовуючи принцип максимуму Понтрягіна.

Метод динамічного моделювання. Метод динамічного програмування використовується для аналізу та дослідження оптимального управління динамічними системами на основі мінімізації інтегральних або сумарних функціоналів якості замкнутих систем управління. Необхідна умова оптимальності у вигляді рівняння Р. Беллмана застосовується для широкого класу задач аналізу та оптимізації.

Словосполучення "динамічне програмування" вперше було використано в 1940-х рр. Р. Беллманом для опису процесу знаходження рішення задачі, де відповідь на одну задачу може бути отриманий тільки після рішення задачі, "попередньої" їй. У 1953 р він уточнив це визначення до сучасного. Внесок Беллмана в динамічне програмування був увічнений в назві "рівняння Беллмана", центрального результату теорії динамічного програмування, який переформулює оптимізаційну задачу в рекурсивної формі.

Динамічне програмування зазвичай дотримується двох підходів до вирішення завдань:

- Спадний динамічне програмування: завдання розбивається на підзадачі меншого розміру, вони вирішуються і потім комбінуються для вирішення вихідної задачі;
- Висхідне динамічне програмування: все підзадачі, які згодом знадобляться для вирішення вихідної задачі, прораховуються заздалегідь і потім використовуються для побудови рішення вихідної задачі.

Метод золотого перетину. Метод золотого перетину — метод пошуку екстремуму дійсної функції однієї змінної на заданому відрізку. В основі методу лежить принцип поділу відрізка в пропорціях золотого перетину. Є одним з

найпростіших чисельних методів розв'язку задач оптимізації. Вперше представлений Джеком Кіфером у 1953 році.

Тоді для того, щоб знайти невизначене значення цієї функції на заданому відрізку, що відповідає критерію пошуку (нехай це буде мінімум), розглянутий відрізок ділиться в пропорції золотого перетину в обох напрямках, тобто вибираються дві точки



Рис. Ілюстрація вибору проміжних точок методу золотого перетину

Алгоритм:

1. На першій ітерації заданий відрізок ділиться двома симетричними відносно центру точками і розраховуються значення в цих точках.
2. Після чого той з кінців відрізка, до якого серед двох знову поставлених точок ближче виявилася та, значення в якій максимальне (для випадку пошуку мінімуму), відкидають.
3. На наступній ітерації в силу показаній вище властивості золотого перетину вже треба шукати лише одну нову точку.
4. Процедура триває до тих пір, поки не буде досягнута задана точність.

Метод Ньютона. Метод Ньютона є фундаментальним інструментом в чисельному аналізі, дослідженні операцій, оптимізації і управлінні. У нього є безліч додатків до інженерних, фінансових і статистичних завданням. Його роль в оптимізації неможливо переоцінити: більшість найбільш ефективних методів в лінійному і нелінійному програмуванні будуються на його основі. Наприклад, найважливіший поліноміальний алгоритм внутрішньої точки в опуклою оптимізації заснований на методі Ньютона.

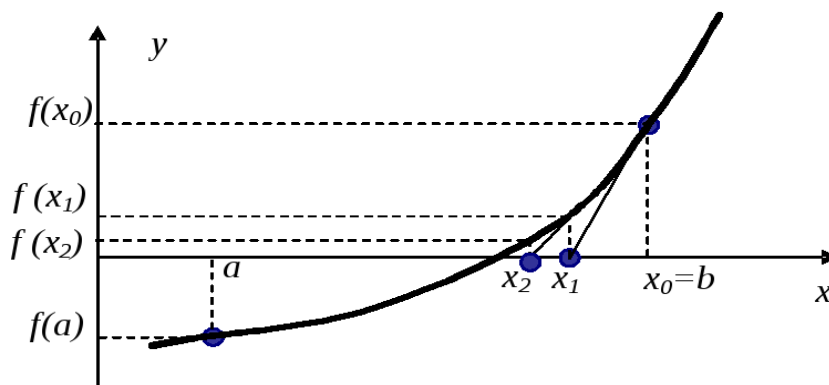


Рис. Знаходження кореня за методом дотичних.

Метод дотичних базується на заміні функції $F(x)=0$ у точці початкового наближення x_0 дотичною, яка при перетині з віссю ox в точці $(x_1, 0)$ дає перше наближення. У цьому методі Ньютон замість інтерполяції використав екстраполяцію, що знаходиться за допомогою дотичної у визначеній точці. Геометрична інтерпретація методу дотичних (Ньютона) показана на рис. 1.20. В якості початкового наближення обираємо абсцису $x_0=b$. У точці $(x_0, f(x_0))$ проводимо дотичну до графіку функції, яка перетинає вісь ox в точці $(x_1, 0)$.

Перевіряємо виконання умови $|f(x_1)| < \varepsilon$, якщо вона не виконується, проводимо дотичну в точці $(x_1, f(x_1))$, знаходимо точку перетину дотичної з віссю ox (точка $(x_2, 0)$) і перевіряємо виконання чергової умови $|f(x_2)| < \varepsilon$, і так до виконання умови виходу з ітераційного процесу.

Метод дотичних (Ньютона) має високу збіжність до розв'язку, але час виконання ітерації дещо збільшується за рахунок необхідності обчислення похідної $f'(x_k)$.

Метод невизначених коефіцієнтів Лагранжа. Одним із методів, які дозволяють звести задачу нелінійного програмування до розв'язування системи рівнянь є метод невизначених множників Лагранжа.

Метод невизначених коефіцієнтів — підхід для віднайдення частинного розв'язку для певних неоднорідних звичайних диференціальних рівнянь і Рекурентне співвідношення рекурентних співвідношень. Для знаходження

найкращого можливого частинного розв'язку, робиться припущення в підходящій формі, яке потім тестується диференціюванням рівняння. Для складних рівнянь, метод Лагранжа потребує менше часу. Невизначені коефіцієнти не настільки загальний метод як метод Лагранжа, оскільки він працює лише для диференціальних рівнянь певного виду.

Метод множників Лагранжа, метод знаходження умовного екстремуму функції $f(x)$, де $x \in \mathbb{R}^n$, щодо m обмежень $\varphi_i(x) = 0$, де i змінюється від одиниці до m .

Складемо функцію Лагранжа у вигляді лінійної комбінації функції f і функцій φ_i , Узятих з коефіцієнтами, званими множниками Лагранжа - λ_i :

Метод множників Лагранжа застосовується при вирішенні задач нелінійного програмування, що виникають у багатьох областях (наприклад, векономії). Основний метод розв'язання задачі про оптимізацію якості кодування аудіо і відео даних при заданому середньому бітрейті (оптимізація спотворень).

Симплекс-метод. Симплекс-метод - це метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку. Досить часто симплекс-метод ще називають методом покращення плану. Реальні задачі лінійного програмування містять дуже велику кількість обмежень та невідомих і виконуються на ЕОМ. Симплекс-метод - найбільш загальний алгоритм, що використовується для рішення таких задач. Даний метод був розроблений американським математиком Джорджем Данцігом у 1947 році.

Додаток Б. Моделі часових рядів

Моделі часових рядів можна розділити на дві групи: статистичні та структурні. У статистичних методах після проведення аналізу на історичних даних може бути отримано рівняння, що відображає залежність між енергоспоживанням і пов'язаними зовнішніми факторами. Як правило, статистичні методи можуть передбачити енергоспоживання звичайного дня дуже добре, але в них не закладено достатньо гнучкості, щоб аналізувати святкові та інші нерегулярні дні. В структурних моделях залежність майбутнього значення від минулого задається в вигляді деякої структури та правил переходу по ній.

Моделі часових рядів

Моделі часових рядів поділяються на статистичні та структурні.

Група *статистичних* моделей включає в себе економетричні, регресивні та авторегресивні моделі.

Економетричні моделі засновані на згладжуванні, експонентному згладжуванні й ковзному середньому. Серед них розрізняють наступні: «наївна» модель прогнозу; модель обчислення прогнозу на основі середнього згладжування; модель обчислення прогнозу на основі експонентного згладжування.

Моделі цього типу роблять прогнози на основі лінійних комбінацій споживання значення від «подібних» днів.

При створенні "наївних" моделей передбачається, що деякий період прогнозованого часового ряду краще всього описує майбутнє прогнозованого ряду. У моделі обчислення прогнозу на основі середнього згладжування закладено принцип "завтра буде як було в середньому за останній час". Така модель, звичайно стійкіша до коливань, ніж «наївна». Модель на основі експонентних згладжування визначає залежність прогнозу від усіх розглянутих даних, причому вплив даних на прогноз експоненціально зменшується із "віком" даних. Розвитком моделей цього типу є моделі двохпараметричного згладжування Хольта і Брауна, а також трьохпараметричної моделі Вінера.

Даний клас моделей частіше інших використовується для довгострокового прогнозування.

Регресивні моделі поєднують в собі кілька незалежних функцій, утворюють лінійну функцію, що допомагає інтерпретувати залежності між різними факторами. Для прогнозування електроспоживання від альтернативних джерел живлення, таких як фото та вітро генератори будується модель дерева з використанням даних про погоду і графік даних для прогнозування споживання енергії. Він оцінює вплив різних комбінацій ознак на точність прогнозування. Зазначимо, що при використанні лінійних регресивних моделей результат прогнозування може бути отриманий швидше, ніж при використанні інших моделей. Нелінійні регресивні моделі характеризуються великою трудомісткістю визначення параметрів моделі.

Автогресивні моделі (Бокса-Дженкінса) є найбільш популярними з статистичних моделей. У відкритому доступі легко знайти приклади застосування авторегресивних моделей (ARIMA, ARIMAX, GARCH, ARDLN) для вирішення задач прогнозування часових рядів різних предметних областей. Моделі спираються тільки на інформацію, що міститься в передісторії прогнозованих рядів, що обмежує можливості алгоритму. В методології ARIMA не передбачається якої-небудь чіткої моделі для прогнозування даної часової серії. Задається лише загальний клас моделей, що описують часовий ряд і що дозволяють якось виражати поточне значення змінної через її попередні значення. Потім алгоритм, підстроюючи внутрішні параметри, сам вибирає найбільш відповідну модель прогнозування.

Група структурних моделей включає в себе нейромережеві моделі, моделі на базі ланцюгів Маркова та на базі класифікаційних регресійних дерев. Нечітка логіка є розширенням експертних систем, а тому вона як потребує перекладенні досвіду в нечіткі правила.

Прогнозування на базі штучних нейронних мереж (Artificial Neural Networks (ANNs)) прагне визначити залежності між вхідним набором даних і вихідних. Вони добре справляються при в роботі з нелінійними залежностями між енергоспоживанням і зовнішніми факторами, але їх недолік полягає в «перетренованості мережі» (overfitting) і великому часу навчання.

Моделі прогнозування на основі ланцюгів Маркова припускають, що майбутній стан процесу залежить тільки від його поточного стану і не залежить від попередніх.

Моделі використовують матрицю ймовірностей переходів системи з одного стану в інший. Структура ланцюга Маркова та ймовірності переходу станів визначають залежність між майбутнім значенням процесу та його поточним значенням. В роботі пропонується подвійно зважений алгоритм максимізації правдоподібності, основна мета якого полягає у подоланні однієї з проблем класичних прихованих марківських моделей – однакової значущості всіх фрагментів даних для прогнозу.

Моделі на базі класифікаційно-регресивних дерев розроблені для моделювання процесів, на які впливають як безперервні зовнішні фактори, так і категоріальні.

Крім наведеної класифікації основних моделей для прогнозування часових рядів можуть застосовуватися наступна класифікація фактографічних моделей, яка поділяє їх на дві великі групи:

1. моделі однофакторного прогнозування. Вони об'єднують дві великі підгрупи, а саме: моделі прогнозування тренду (експоненціоняльне згладжування, узагальнене експоненціоняльне згладжування, гармонічні ваги, спектральні методи, метод ковзної середньої, метод Бокса-Дженкінса, метод скінченних різниць, різницевих рівнянь, оптимальних фільтрів, сплайн-функції) і методи прогнозування випадкової компоненти (метод авторегресії, ймовірнісний метод, метод ланцюгів Маркова);

2. моделі багатфакторного прогнозування, до яких належать регресивні моделі (адаптивні регресії, регресивні K-моделі), адаптивне згладжування, факторний аналіз, метод групового врахування аргументів, імітаційні моделі, багатовимірня фільтрація.

Додаток В. Реалізація нейронної мережі

Перед розглядом алгоритму реалізації нейронної мережі розглянемо формування вибірок для неї.

Формування навчальної та контрольної вибірок відбувається на основі передісторії часового ряду $P(t)$, тобто відбувається одержання для різних моментів часу t_i набору прикладів часового ряду: визначальних факторів і відповідного їм значення прогнозу. Множина визначальних факторів $\{X\}$ являє собою функцію Ω від минулих (стосовно моменту t_i) значень часового ряду $P(t)$:

$$\{X\} = \Omega[P(t_i), P(t_{i-1}), P(t_{i-2}), \dots, P(t_{i-d})]$$

або

$$\{X\} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_n\}$$

де d - відома кількість значень часового ряду в минулому, n - кількість вхідних полів у навчальній вибірці.

Множині $\{X\}$ відповідає множина прогнозованих величин $\{Y\}$, що може бути як самим майбутнім значенням часового ряду, так і характеристиками, що дозволяють визначити прогноз із певною точністю (рис. Формування вибірки):

$$\{Y\} = \Psi(P(t_{i+1}), P(t_{i+2}), \dots, P(t_{i+k}))$$

або

$$\{Y\} \equiv \{y_1, y_2, y_3, \dots, y_m\}$$

де k - необхідна кількість прогнозованих вперед значень часового ряду, m - кількість вихідних полів у навчальній вибірці.

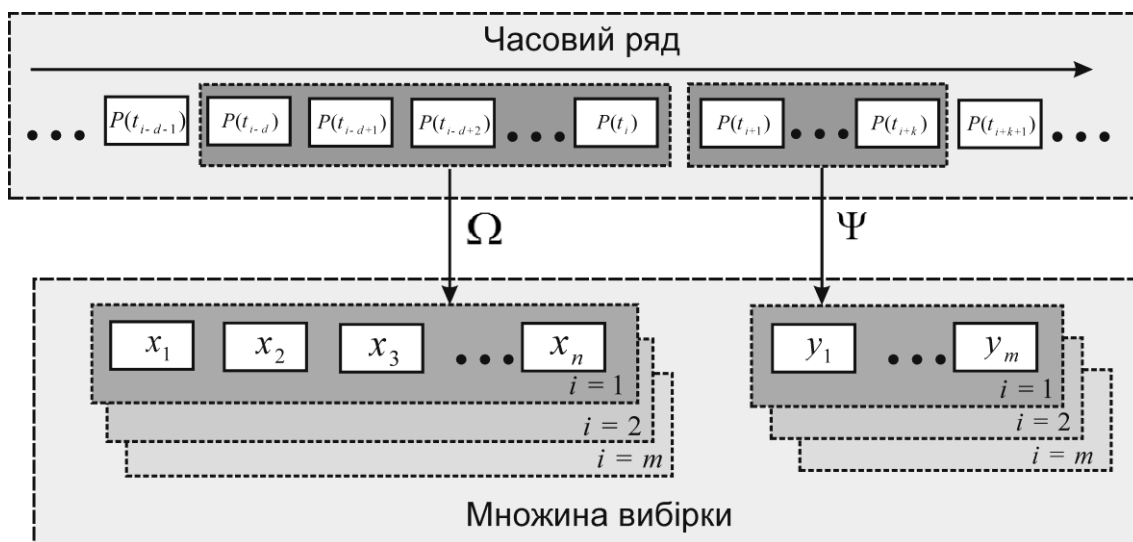


Рис. Формування вибірки

Після формування вибірки виділяються дві непересічні підмножини. Одна з них являє собою навчальну вибірку, а друга - контрольну, яка не пред'являється нейронній мережі в процесі навчання, а використовується для перевірки якості прогнозу після навчання. Звичайно контрольна вибірка складається з декількох прикладів загальної вибірки. Таким чином, прогнозування часового ряду зводиться до завдання інтерполяції функції багатьох змінних. Нейронна мережа використовується для відновлення цієї функції по множині наборів, що входять до складу навчальної вибірки.

Алгоритм навчання розглянемо на нейронній мережі, що складається із вхідного, прихованих і вихідного шарів нейронів.

Алгоритм навчання нейронної мережі складається з послідовних кроків:

Крок 1. Вибір початкових значень ваг.

Цей крок виконання алгоритму впливає на досягнення мережею глобального (або локального) мінімуму функції помилки та, крім того, на швидкість сходження до мінімуму. З одного боку, значення початкових ваг не повинні бути дуже великими, інакше початкові сигнали в кожному прихованій або вихідній комірці потраплять у діапазон, де похідна сигмоїдної функції активації має дуже мале значення. З іншого боку, якщо початкові умови взяти досить малими, то значення

вихідних сигналів прихованого або вихідного шару будуть близькими до нуля, що приведе до дуже повільного навчання.

Загальне правило ініціювання початкових ваг полягає у виборі значень із рівномірно розподілених величин в інтервалі $(-0,5 \dots +0,5)$.

Крок 2. Якщо не закінчились навчальні вибірки або умова зупинки навчання не виконується, виконати кроки 3-9.

Крок 3. Кожний вхідний нейрон b_i , $i \in \overline{1, k}$, приймає вхідний часовий ряд X з навчальної вибірки та поширює його до всіх нейронів наступних (прихованих) шарів.

Крок 4. Кожний нейрон прихованого шару v_j , $j \in \overline{1, m}$, підсумовує свої зважені вхідні сигнали:

$$S_j = \sum_i w_{ij} x_i$$

застосовує до отриманої суми функцію активації, формуючи вихідний сигнал:

$$v_j = f(S_j) = f\left(\sum_i w_{ij} x_i\right),$$

який посилає до всіх комірок вихідного шару.

Крок 5. Кожний вихідний нейрон y_k , $k \in \overline{1, n}$, підсумовує зважені сигнали

$$S_k = \sum_j w_{jk} v_j = \sum_j w_{jk} f\left(\sum_i w_{ij} x_i\right)$$

формуючи після застосування функції активації вихідний сигнал мережі:

$$y_k = f(S_k) = f\left(\sum_j w_{jk} v_j\right) = f\left[\sum_j w_{jk} f\left(\sum_i w_{ij} x_i\right)\right]$$

Крок 6. Кожний вихідний нейрон порівнює своє значення виходу з необхідною цільовою величиною d_k та обчислює параметр

$$\delta_k = (d_k - y_k) f'(S_k)$$

після чого визначається коректувальний член для ваг:

$$\Delta w_{jk} = \eta v_j \delta_k$$

швидкість навчання нейронної мережі η приймається рівною 0.5, а параметри δ_k посилаються у нейрони прихованого шару.

Крок 7. Кожний нейрон прихованого шару v_j підсумовує свої δ -входи від нейронів вихідного шару, і результат множиться на похідну від функції активації для визначення δ_j :

$$\delta_j = f'(S_j) \sum_k \delta_k w_{jk}$$

Після чого обчислюється коректувальний член:

$$\Delta w_{ij} = \eta x_i \delta_j$$

Крок 8. Ваги між прихованим і вихідним шарами модифікуються згідно виразу:

$$w_{jk} = w_{jk}(\text{old}) + \Delta w_{jk}$$

де $w_{jk}(\text{old})$ - попередні значення вагових коефіцієнтів.

Аналогічним образом змінюються ваги між вхідним і прихованим шарами:

$$w_{ij} = w_{ij}(\text{old}) + \Delta w_{ij}$$

Крок 9. Перевірка умови закінчення навчання.

Реалізований у даній роботі алгоритм здійснює зміну ваг після кожного пред'явлення часового ряду з навчальної вибірки. Епохою навчання в даному методі є один цикл, протягом якого пред'являється весь набір наявних прикладів.

Хоча навчання може являти собою повільний процес, навчена мережа виконує своє завдання дуже швидко, що є істотною перевагою для прогнозування процесів у реальному часі.

Після навчання в мережу подаються часові ряди з контрольної вибірки для визначення похибки прогнозу. Похибка визначається за формулою:

$$\delta_k = |d_k - y_k| \cdot \frac{1}{r} \cdot 100\%$$

де r - відповідає максимальне значення прогнозованої величини.

На основі цих даних визначається якість навчання нейронної мережі та приймається рішення про повторне навчання з переглядом етапу структурного синтезу нейронної мережі, або на виконання завдання прогнозування.

Алгоритм навчання та перевірки нейронної мережі у вигляді структурної блок-схеми представлений на рис. Алгоритм навчання та перевірки нейронної мережі.

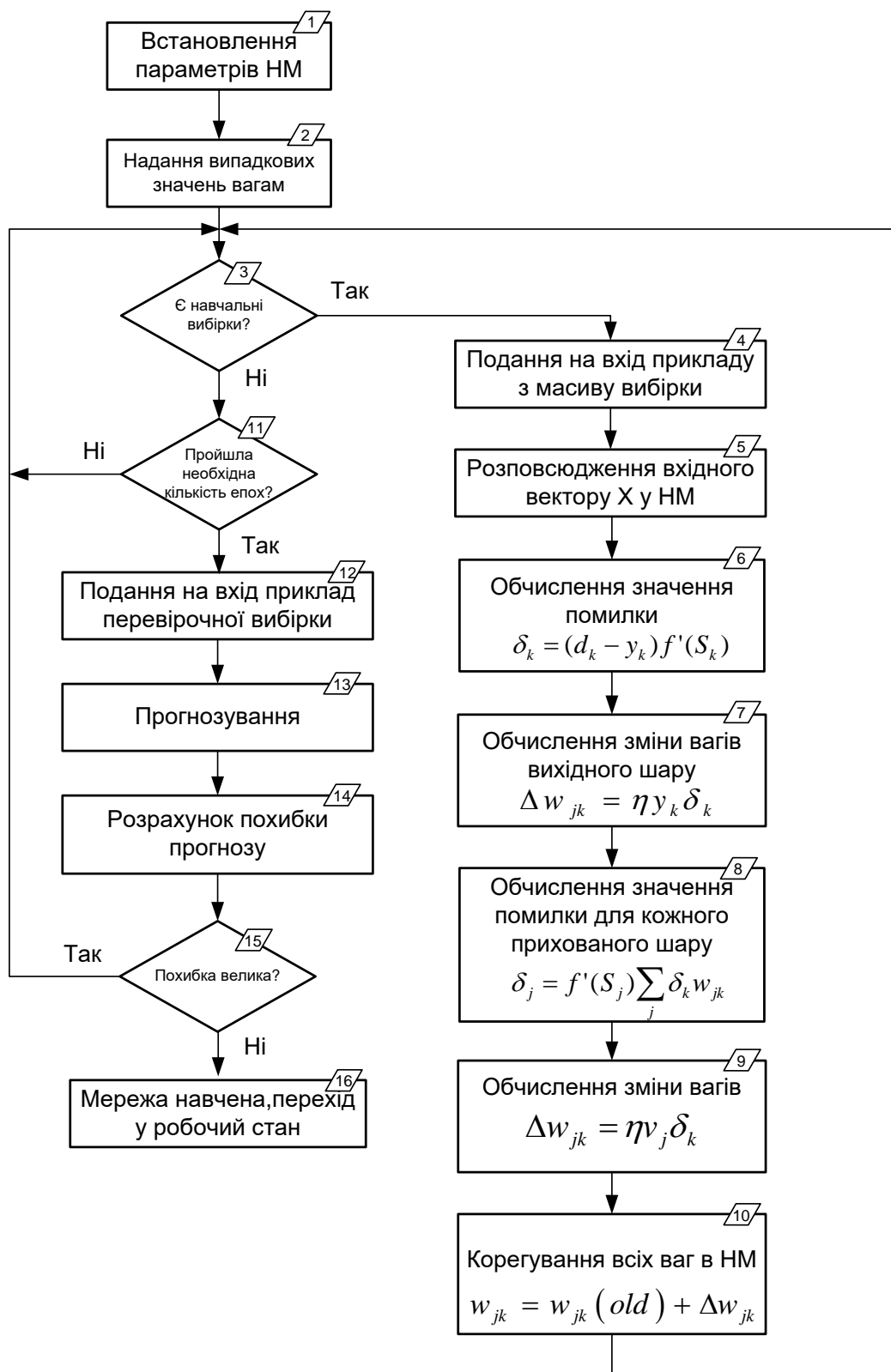


Рис. Алгоритм навчання та перевірки нейронної мережі

Після установки параметрів нейронної мережі (блок 1) і встановлення випадкових значень ваг (блок 2) відбувається навчання нейронної мережі

прикладом з масиву навчальної вибірки (блоки 3-11) доти, поки не закінчатся приклади та не пройде необхідна кількість епох. У блоках 12-15 відбувається тестування роботи мережі, шляхом подачі на вхід нейронної мережі прикладу з масиву, що містить контрольну вибірку. У випадку, якщо похибка між з прогнозованим значенням і відомим велика (блок 15), відбувається перенавчання НМ. У випадку задовільного значення похибки нейронна мережа вважається навченою і здатною виконувати необхідні завдання (блок 16).

Процес обчислення прогнозу нейронною мережею складається з наступних етапів:

- 1) активізація формування вхідного вектора \bar{x} нейронної мережі;
- 2) поширення сигналів усередині мережі;
- 3) визначення прогнозного значення.

З метою навчання розглянутих НМ використано клас методів корекції помилки, а саме: метод зворотного поширення помилки, який належить до навчання з учителем. Навчання з учителем передбачає існування множини навчальних пар вхід - вихід. У нашому випадку входом є $(x_1(t), x_2(t))$, а виходом - $d(t)$, наперед відоме значення найвищої точки електроспоживання.

Для навчання НМ та перевірки її здатності до прогнозування розіб'ємо часовий проміжок $[1, T]$ на два підпроміжки $[t^1, t^2]$, $1 < t^1 < t^2 < T$ та $[t^3, t^4]$, $1 < t^3 < t^4 < T$. На одному із підпроміжків навчатимемо НМ, а на іншому перевірятимемо якість прогнозування. Отже, елементами навчальної множини є пари $\langle (x_1(t), x_2(t)), d(t) \rangle$ $t \in [t^1, t^2]$.

Навчання було зупинено після 1,000 тренувальних циклів, без зменшення показника помилки на перевірочному наборі даних.

Додаток Г. Розробка принципової схеми СК другого рівня

Система керування генераторами та навантаженнями MicroGrid базується на обліку інформації про поточний стан системи, зібраної у вигляді даних та пов'язана з інтеграцією декількох систем

Основною задачею системи керування 2 рівня є облік електроенергії в системі Microgrid

В якості мікроконтролера був вибраний МК фірми ST Microelectronics STM8LO52R8, який є мало споживаючим контролером, з досить широким вибором периферії. Даний МК має:

- ☐ Наявність драйвера РКІ з підтримкою не менше 56 сегментів.
- ☐ Наявність вбудованої пам'яті програм обсягом не менше 32 Кбайт.
- ☐ Наявність як мінімум двох асинхронних послідовних портів.
- ☐ Наявність не менше 10 універсальних входів і виходів.
- ☐ Низький струм споживання.
- ☐ Наявність АЦП для вимірювання температури.
- ☐ Наявність вбудованого годинника.
- ☐ Низька вартість

Принципова схема складається з наступних модулів:

1) Ланцюг резервного джерела живлення

Даний модуль представлений на рис. Д.1.

В якості джерела живлення була обрана літієва батарейка «CR2450N-MFR HR» від виробника «Renata», з напругою 3 В і ємністю 580 мА * год. З рис. 5.12 видно, що подібний ланцюг дозволяє мікроконтроллеру контролювати напругу батареї, шляхом вимірювання напруги під навантаженням на ділянку напруги утвореного резисторами R16, R15. Вимірявши напруга в точці «VBAT_CTRL», можна зробити висновок про внутрішній опір батареї і, отже, про залишкову ємність.

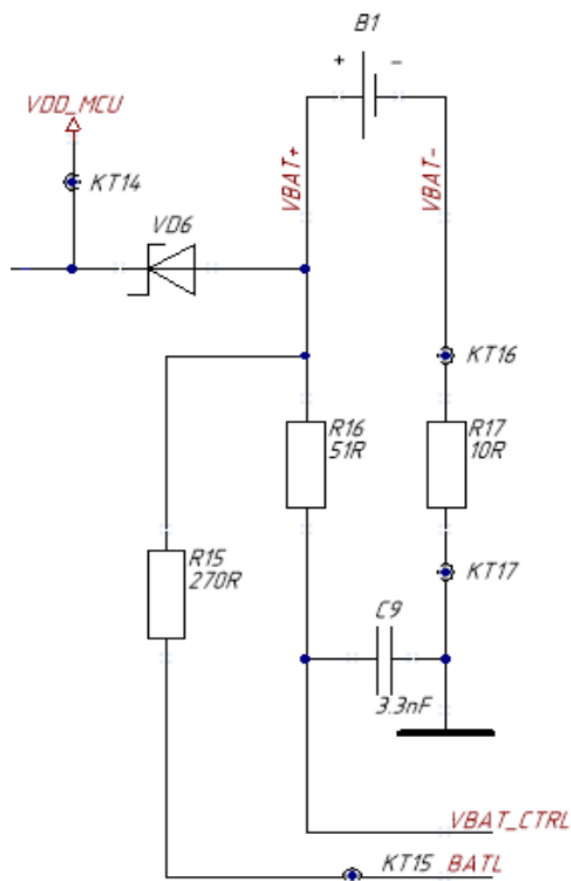


Рис. Д.1. Ланцюг резервного джерела живлення

2) Ланцюг модуля незалежної пам'яті

Ланцюг модуля незалежної пам'яті є типовою схемою включення мікросхеми «M24C64-RMN8TP / K» і представлена на рис. Д.2.

Мікроконтролер здійснює зв'язок з модулем пам'яті по двопровідному інтерфейсу I^2C . Мікросхема пам'яті була обрана з лінійки компонентів компанії ST Microelectronics M24C64-RMN8TP / K.

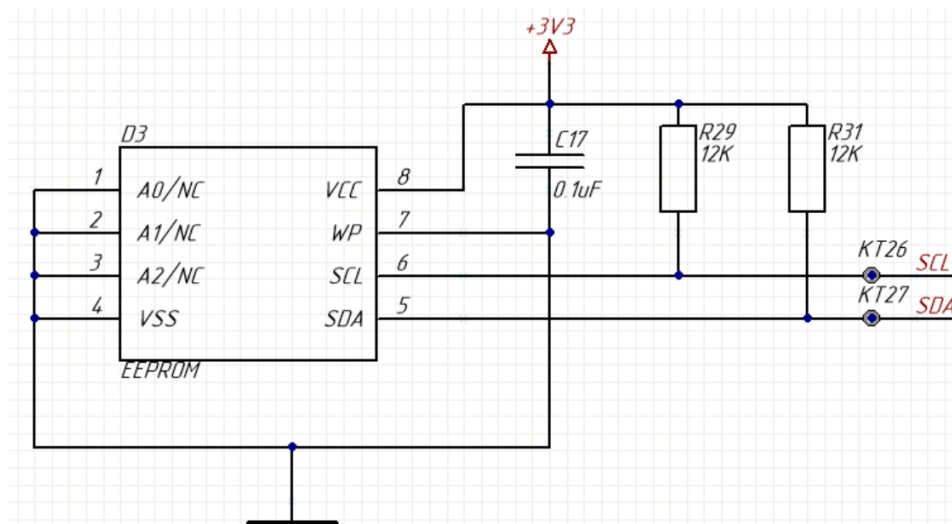


Рис. Д.2. Ланцюг модуля незалежної пам'яті

3) Ланцюг вимірювання температури

Ланцюг вимірювання температури кристала заснована на зміні падіння напруги на діодах Шотки при зміні температури їх рп переходів. Такий датчик температури є дуже простим у реалізації, дешевим і досить точним. Для збільшення точності вимірювань був обраний резистор, з допустимим відхиленням номіналу 1% (див. рис. Д.3.).

Для збільшення точності вимірювання використано діоди Шотки, падіння напруги на кожному з яких складає 0,18 В, і приріст на кожен градус Цельсія - 1,8 мВ. Таким чином, збільшилась чутливість датчика в чотири рази, так як приріст усієї схеми на один градус Цельсія становить 7,2 мВ. При такому підключенні діодів Шотки зручним виявилось використання діодних зборок BAT54S компанії Fairchild Semiconductor. Конденсатор С5 служить для зменшення перешкод і стрибків напруги.

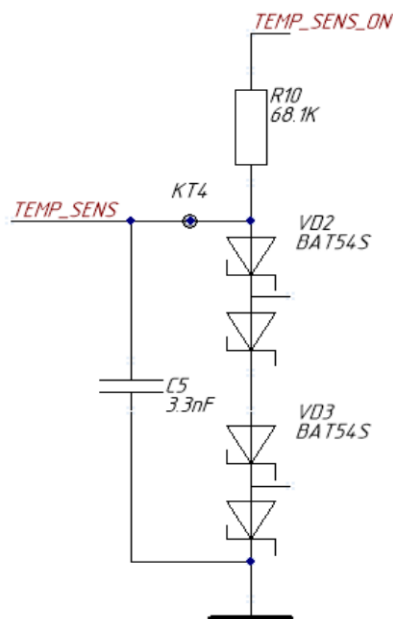


Рис. Д.3.. Ланцюг вимірювання температури

4) Ланцюг оптичного інтерфейсу

Ланцюг оптичного інтерфейсу являє собою універсальну схему для двох рішень, що дозволяють реалізувати зв'язок із зовнішнім пристроєм (модулем ZigBee) за допомогою головки оптичного сполучення (див. рис. 5. Д.4.). Дві схеми приймача використовуються в дослідних зразках для проведення досліджень, з подальшим вибором кращого рішення, що забезпечує надійну роботу у всьому діапазоні випромінюваних потужностей від 0,2 до 5 мВт / см² і з метою оптимізації вартості лічильника.

Для поліпшення розсмоктування зарядів, в ланцюг фотодіода включено резистор R26, який впливає на крутизну фронту імпульсів. Для забезпечення необхідної чутливості приймача була розроблена схема, яка видає на виході імпульс з прийнятною крутизною фронту. Даний ланцюг можна реалізувати на компараторе, або на транзисторі. Схема передбачає обидва варіанти. Компаратор D4 видає логічну одиницю при детектуванні навіть низького рівня падіння напруги на резисторі R26. Така схема має більш, ніж прийнятні характеристики. Другий варіант - на транзисторі VT5, який здатний «відкриватися» при наявності вхідного сигналу на базі. Ланцюг з використанням транзистора відрізняється гіршими характеристиками, так як за допомогою транзистора неможливо отримати передній і задній фронти однаковою тривалості, в діапазоні струмів бази 1:25, але дана схема

має перевагу у вартості використовуваних компонентів. Як передає ланцюга використовується світлодіод інфрачервоного діапазону VD9, керований біполярним транзистором, так як висновок мікроконтролера не може забезпечити струм необхідний для нормальної роботи випромінювача. Також на лицьовій панелі лічильника, згідно з державними стандартами, необхідний світлодіод видимого випромінювання VD8, що видає імпульси з частотою пропорційною вимірюваної потужності.

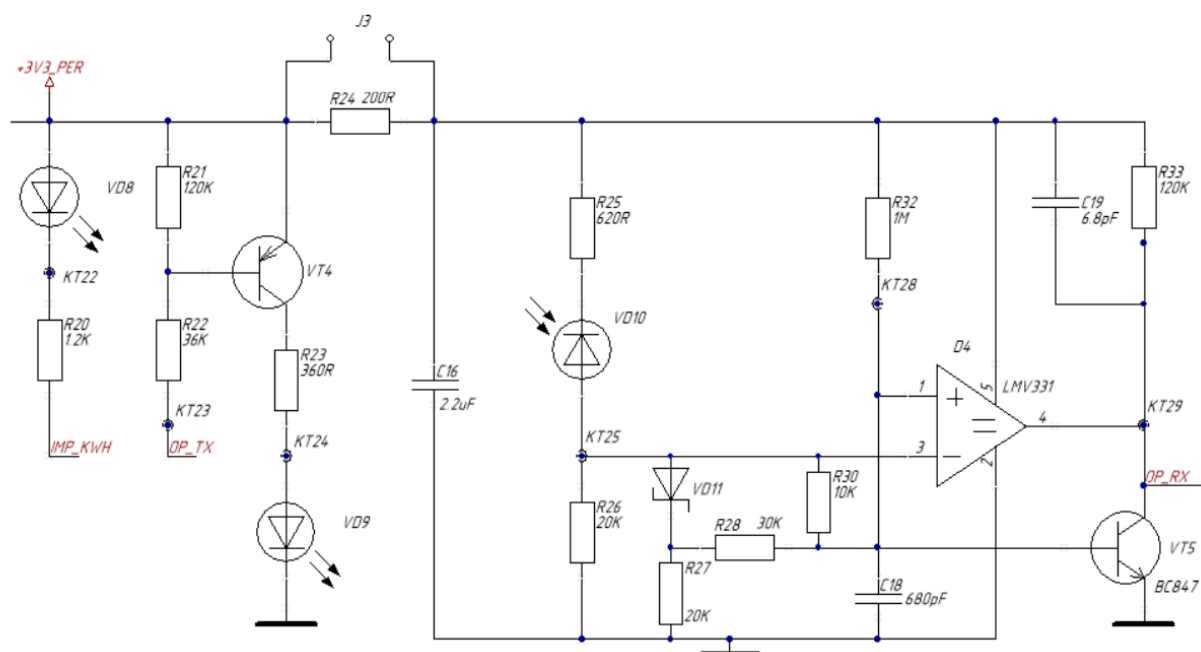


Рис. Д.4.. Ланцюг оптичного інтерфейсу

5) Вимірювальний ланцюг пристрою обліку електроенергії

Вимірювальний ланцюг пристрою обліку електроенергії є типовою схемою включення мікросхеми ADE7755 (див. рис. Д.5.).

пристрою - при одночасній роботі всіх вузлів лічильника, споживаний струм перевищує значення в 12 мА (див. Табл.Д.1).

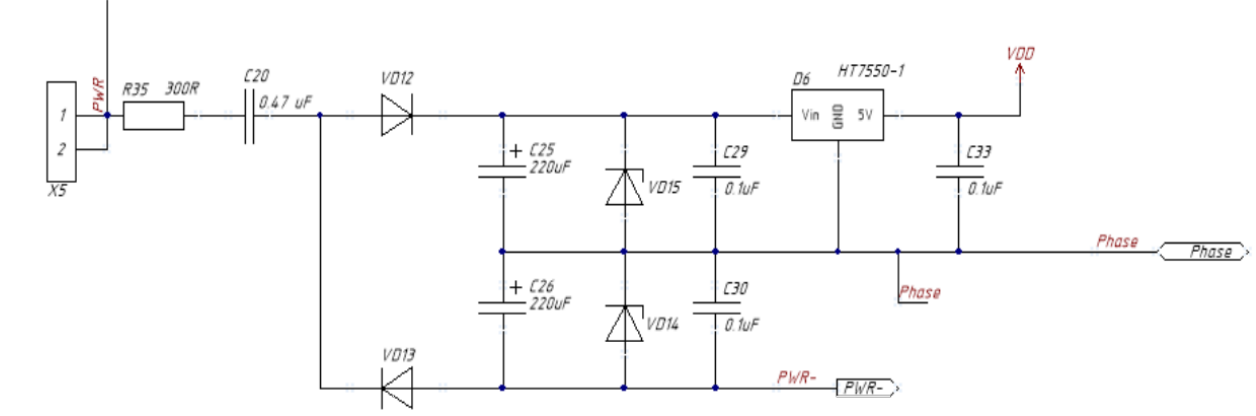


Рис. Д.6.. Ланцюг блоку живлення (частина 1)

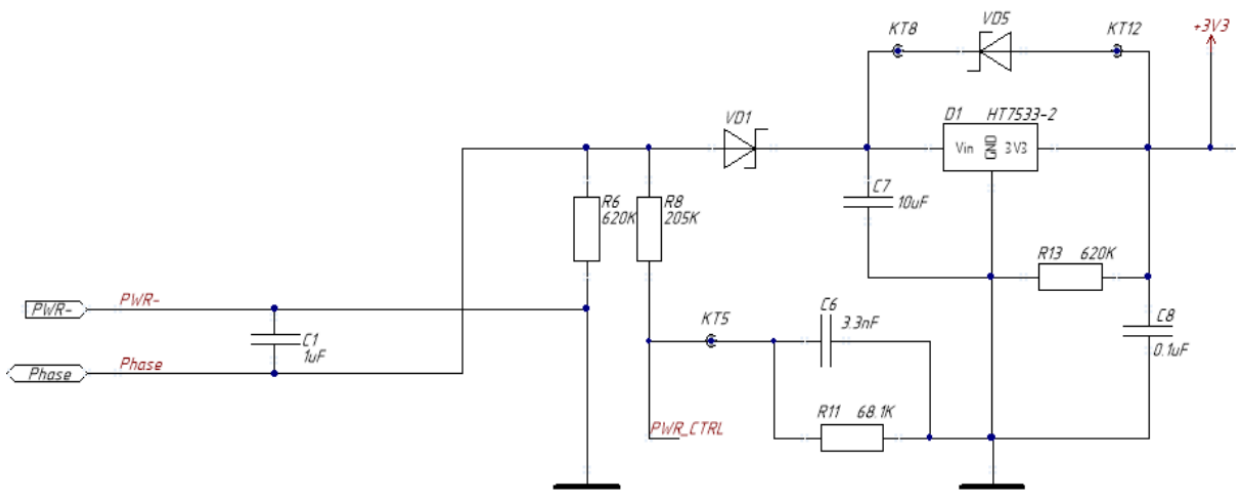


Рис. Д.7.. Ланцюг блоку живлення (частина 2)

Таблиця Д.1. Спожитий струм основними функціональними вузлами пристрою

Функціональний вузол пристрою	Максимальний струм споживання, мА
Мікроконтролер (на робочій тактовій частоті 8 МГц)	до 3
Передавач оптичного порту	5
Приймач оптичного порту	1
Світлодіодний індикатор	1
Вимірювальна схема	7
Чіп пам'яті EEPROM	2
Разом:	До 19

Одже, щоб всі функціональні вузли лічильника працювали справно, необхідно програмно реалізувати економію споживаної потужності. Одна з основних заходів - це встановлення тимчасової заборони на функціонування будь-яких вузлів пристрою при наявності зниженого напруги живлення. Друга з основних заходів - реалізація функції очікування події, яка постійно переводить мікроконтролер в «сплячий режим», поки на нього не надходять «запити». Також на рис. Д.7. видно, що за допомогою ланцюга «PWR_CTRL» представляється можливим відстеження рівня напруги на вході другого стабілізатора. Таким чином, блок живлення дозволяє використовувати обидві напівхвилі вхідного живлення, збільшивши ККД блоку живлення. Недоліком такої схеми є відносна складність. Так як вимірювальна мікросхема і мікроконтролер в робочому режимі перебувають під різними потенціалами, для їх зв'язку необхідна ланцюг узгодження потенціалів.

7) Ланцюг узгодження потенціалів

Ланцюг узгодження потенціалів представлений на рис. Д.8.

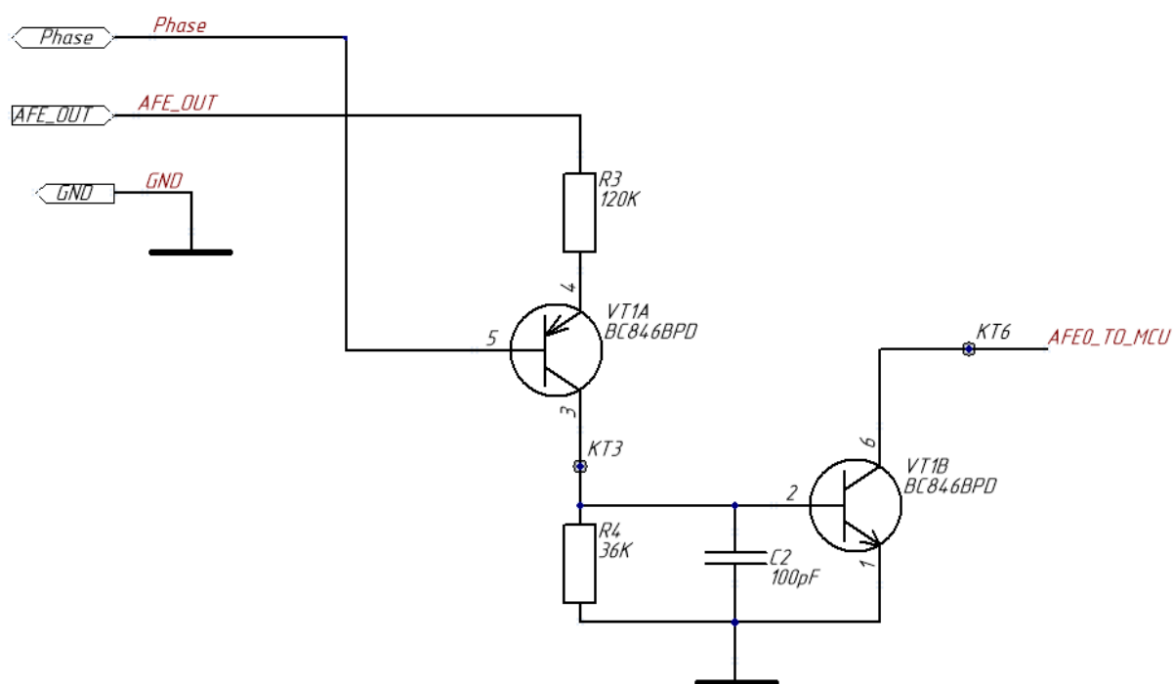


Рис. Д.8. Ланцюг узгодження потенціалів

При появі імпульсу в ланцюзі «AFE_OUT» рnp-транзистор VT1A відкривається, тим самим подаючи струм на «базу» рnp-транзистора VT1B. Логічна одиниця в базі другого транзистора відкриває його, створюючи в точці KT6 нульовий потенціал, який буде зареєстрований мікроконтролером. Резистор R3

захищає транзистор VT1B від виходу з ладу, обмежуючи струм, що протікає в ланцюзі бази.

8) Модуль ZigBee

Для прийому і передачі даних по каналу ZigBee як "ядра" використовується модуль SOC EM357 від Silicon Labs, для зв'язку по радіоканалу на частоті 2,4 МГц з мережею використовується штирьова антена DAW-002. Також для посилення застосуємо Front End малошумний підсилювач SE2432L від Skyworks. Для запису параметричних даних використовуємо зовнішній блок Flash пам'яті AT45DB021D фірми Atmel. На рис. Д.9. зображено структурну схему даного модуля. У схемі реалізовано живлення через окрему плату живлення, яка забезпечує 3,5 В для живлення плати ретранслятора.

Також на блоці живлення передбачений індикатор для подання щодо показу режиму роботи пристрою.

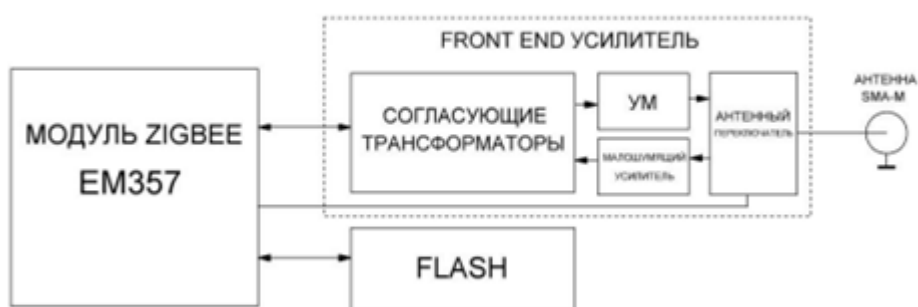


Рис. Д.9. Структурна схема загального модуля ZigBee

Програмування та налаштування модуля EM357 відбувається через роз'єм X2 який під'єднується безпосередньо до контактів на чіпі. Далі пристрій працює автономно і сигнали в платі проходять між антеною та модулем Zigbee. Для роботи модулю необхідні кварци 24 MHz і високоточний 32,768 КГц з рядом навантажувальних конденсаторів щоб запобігти сповзанню його частоти. Сигнали TX (transmission, передача) в EM357 проходять через власний підсилювач потужності і далі надходять на вхід Front End підсилювача, де проходять ланцюга узгодження і посилення і слідує в одну з антен. Доступ до

зовнішньої Flash пам'яті здійснюється через входовиходи чіпа ZigBee. На рис. Д.10. зображена принципова схема схеми загального загального модуля ZigBee.

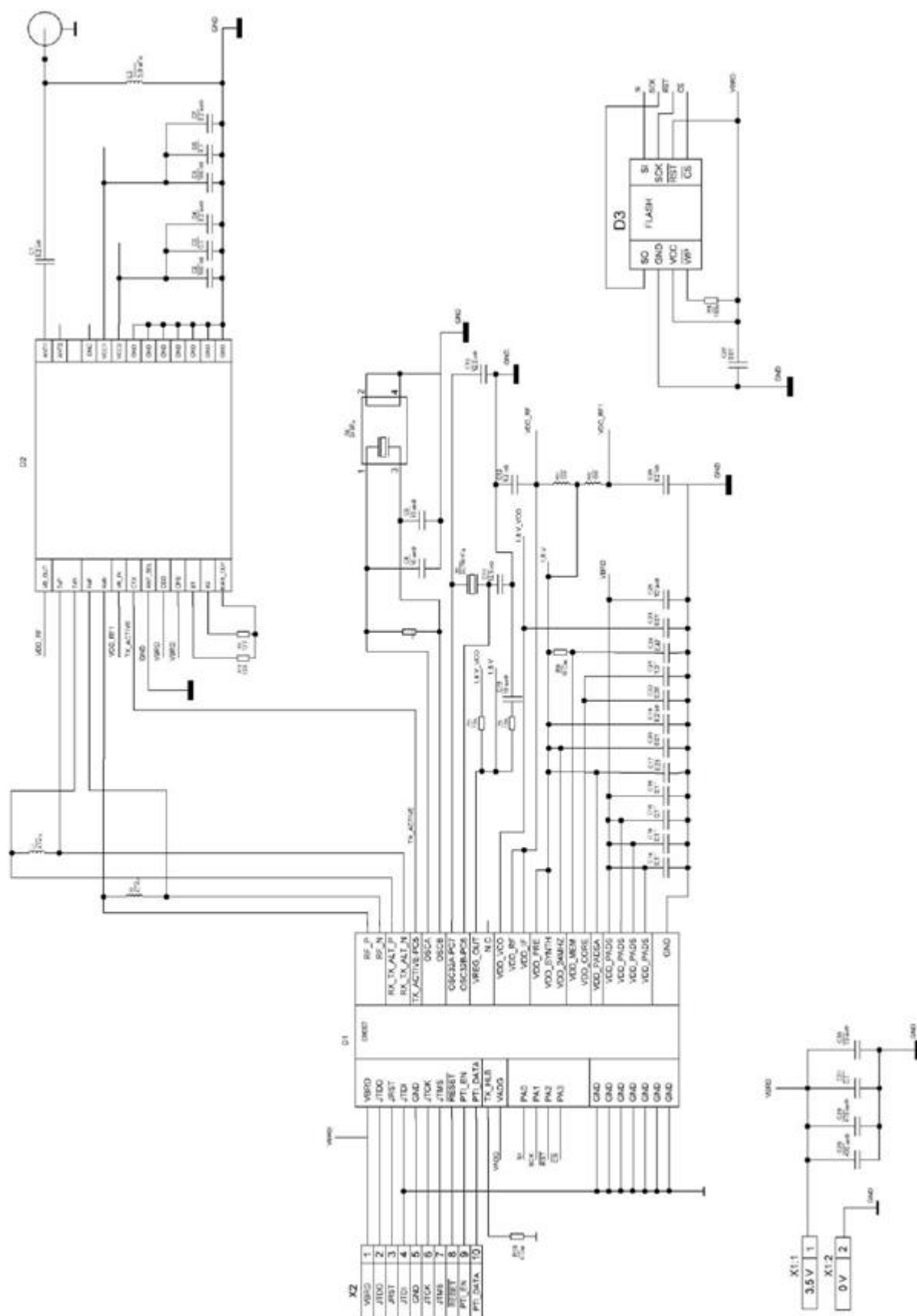
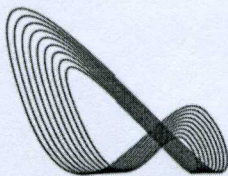


Рис. Д. 10. Принципова схема модуля

Додаток Д. Акти впровадження



ТОВ «ІТЛ»

м.Харків, пр.Московський, 124/5,
код ЄДРПОУ 31939909, р/р 26008822376681
в отд. №22 ПАТ «БАНК ГРАНТ», МФО 351607

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи «Керування електроспоживанням за вартісним критерієм в MicroGrid» автора Клепач Любові Євгеніївни

У ТОВ «ІТЛ» при розробці систем електроживлення електронної апаратури використано багаторівневий інвертор напруги, система керування якого побудована на базі ортогональних перетворень.

Впровадження даного багаторівневого інвертора дає наступні переваги:

- використання недорогих стандартних низьковольтних електронних компонентів, що забезпечують економічну ефективність;
- низький рівень гармонічних спотворень вихідної напруги.

Запропонований багаторівневий інвертор напруги забезпечує зменшення рівня гармонічного спотворення вихідної напруги у порівнянні з традиційними схемами: THD запропонованого інвертора складає – 8,6%, а аналогів – 10% та 19% відповідно.

На пристрій отримано патент на корисну модель: Спосіб формування багаторівневої напруги у вторинній обмотці трансформатора: пат. 126117 Україна МПК (2006) H02M 7/00 № u201712401; заявл. 14.12.2017; опубл. 11.06.2018, бюл. № 11.

Директор

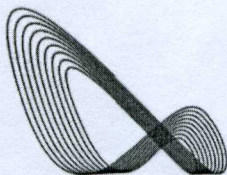
Головний спеціаліст



Пермяков В.І.

Литвиненко Л.М.

« 20 » 02 2019р.



ТОВ «ІТЛ»

м.Харків, пр.Московський, 124/5,
код ЄДРПОУ 31939909, р/р 26008822376681
в ОТД. №22 ПАТ «БАНК ГРАНТ», МФО 351607

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи «Керування електроспоживанням за вартісним критерієм в MicroGrid» автора Клепач Любові Євгеніївни

У ТОВ «ІТЛ» при розробці систем електроживлення електронної апаратури використано багаторівневий інвертор напруги, система керування якого побудована на базі ортогональних перетворень.

Впровадження даного багаторівневого інвертора дає наступні переваги:

- використання недорогих стандартних низьковольтних електронних компонентів, що забезпечують економічну ефективність;
- низький рівень гармонічних спотворень вихідної напруги.

Запропонований багаторівневий інвертор напруги забезпечує зменшення рівня гармонічного спотворення вихідної напруги у порівнянні з традиційними схемами: THD запропонованого інвертора складає – 8,6%, а аналогів – 10% та 19% відповідно.

На пристрій отримано патент на корисну модель: Спосіб формування багаторівневої напруги у вторинній обмотці трансформатора: пат. 126117 Україна МПК (2006) H02M 7/00 № u201712401; заявл. 14.12.2017; опубл. 11.06.2018, бюл. № 11.

Директор

Головний спеціаліст



Пермяков В.І.

Литвиненко Л.М.

« 20 » 02 2019р.

Додаток Е. Список публікацій

1. Tereshchenko T. Multilevel inverter topology and control signals definition based on orthogonal spectral transformations // Tereshchenko T., Yamnenko Y., Kuzin D., Klepach L. // Tekhnichna elektrodynamika No 4, 2018 – P. 57-60.
2. Терещенко Т.О. Аспекти передачі електроенергії в MicroGrid/ Т. О. Терещенко, Ю.С. Ямненко, Л.Є.Клепач // Електроніка та зв'язок. – 2016/ - т.21– №6. – С. 61–66.
3. Ямненко Ю.С. Статична та динамічна тарифікація електроенергії автономних MicroGrid / Ямненко Ю. С., Жуйков В. Я., Бойко І. Ю., Клепач Л.Є. // Вісник ЖДТУ, №3 (78). – 2016.
4. Терещенко Т.О., Ямненко Ю.С., Кузін Д.В., Клепач Л.Є. Формування вихідної напруги багаторівневого каскадного інвертора із застосуванням функцій в полях галуа, Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №1 2018 с. 21-26.
5. Ямненко Ю.С., Терещенко Т.О., Хохлов Ю.В., Бучек П. І., Клепач Л.Є. Узагальнене перетворення дискретних функцій в обертовій системі координат для застосування в системах зв'язку з CDMA Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №2 2018 с. 98-102.
6. Ямненко Ю.С., Терещенко Т.О., Клепач Л.Є., Лайкова Л.Г., Палій Д.М. Огляд основних моделей прогнозування енергоспоживання в MicroGrid, Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського Серія Технічні науки Том 29(68) №4 2018 с. 98-102.
7. Т.О.Терещенко, Ю.С.Ямненко, Л.Є.Клепач, П.І.Бучек Прогнозування електроспоживання в SMART GRIDS, Збірник Наукових праць Донецького національного технічного університету. Серія: «Обчислювальна техніка та автоматизація». – Покровськ, 2018. – Випуск 1 (31).
8. Спосіб формування багаторівневої напруги у вторинній обмотці трансформатора: пат. 126117 Україна: МПК (2006) H02M 7/00 № u201712401; заявл. 14.12.2017; опубл. 11.06.2018, бюл. № 11.

9. Tereschenko T. Aspects of Virtual Market of Electrical Energy / Tereschenko T., Yamnenko J., Peterheria V., Klepach L. // 6th International Conference on Modern Electric Power Systems. – 2015.
10. Tereschenko T. Technical Realization of energy transferring in MicroGrid / Tereschenko T., Yamnenko J., Klepach L. // 2nd IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems.- K., 2016 – pp.90-93.
11. Tereschenko T., Yamnenko J., Larin D., Klepach L. Express Diagnostics of Cardiovascular System by Spectral Methods - 14th International Conference The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM'2017). PROCEEDINGS. – 2017. – P. 445–447.
12. Yamnenko J., Tereshchenko T., Klepach L., Palii D. Forecasting of electricity consumption in SmartGrid - International Conference Modern Electrical and Energy Systems MEES`17 Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University November 15-17 – 2017.
13. Static and Dynamic Tariffing Electric Power Autonomous Microgrid / V. Zhuikov, J.Yamnenko, T. Tereschenko, L. Klepach, I. Boiko// Journal of Present Problems of Power System Control, Scientific Papers of the Department of Electrical Power Engineering of Wroclaw University of Technology, ISSN 2084-2201, No. 7, 2016, p. 29-41.
14. Клепач Л.Є. Техніко-економічні показники вироблення та споживання електроенергії в системі Мікрогрід/ Клепач Л.Є. // VII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2014», Збірник статей. –К., 2015. – С. 227-231.
15. Клепач Л.Є. Керування електроспоживанням за техніко-економічними показниками/ Клепач Л.Є. // VIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2015», Збірник статей. – К., 2015. – С. 227–231.
16. Клепач Л.Є. Соціальне значення проблеми тарифікації електроенергії в microgrid XX Всеукраїнська науково-практична конференція студентів та аспірантів «Дні Науки» «Людина у вимірах сучасних суспільних трансформацій». ЗБІРНИК МАТЕРІАЛІВ. – К., 2017. – С.19-20.

17. Ларін Д. А., Клепач Л.Є. Спектральні методи обробки біомедичних сигналів стану серцево судинної системи / Ларін Д. А., Клепач Л.Є. // X Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Електроніка-2017», Збірник статей. – К., 2017. – С. 108-111.